



www.neftrossii.ru

Новости • Аналитика • Комментарии • Статистика ТЭК • Мероприятия

По вопросам сотрудничества обращайтесь по телефонам: +7 (495) 350-05-72; +7 (916) 138-52-99;
e-mail: editor@neftrossii.ru; adv@neftrossii.ru; soldshelf@gmail.com, www.neftrossii.ru

Ресурсы шельфа 2013

Ресурсы шельфа

2013

Цели - старые,
проекты - новые

Шельф ждет перемен

В центре внимания -
Арктика

Когда проекты
«двигают»
законодательство



**Останутся ли на якорь
шельфовые проекты?**

Издатель

Андрей Солдатов

Редактор

Валерий Андрианов

Над выпуском работали:

Владимир Акрамовский

Елена Архипова

Алла Бабич

Мария Кутузова

Марина Солдатова

Александр Черепанов

Партнер выпуска



Адрес редакции:

109387, г. Москва,
Проспект 40 лет Октября,
д.14, офис 19
Телефон: +7 (495) 350-05-72;
+7 (916) 138-52-99
e-mail:adv@neftrossii.ru;
soldshelf@gmail.com



Регистрационный номер
ПН № ФС77-53542 от 04.04.2013
Отпечатано в типографии ЗАО «Граффити»
121165, Москва, ул. Киевская, д. 22,
корп/стр 1, офис/кв. 103

Тираж 2000 экз.
Подписано в печать 04.09.2013
Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы,
обозначены ■
Редакция не несет ответственности за достовер-
ность информации, содержащейся в рекламных
объявлениях и других рекламных материалах

При перепечатке ссылка на журнал
«Ресурсы шельфа» обязательна

Верстка
Елена Архипова

От редакции

- 2 **Останутся ли на якоре шельфовые проекты?**

События

- 4 **ПАНОРАМА ШЕЛЬФА – 2013:
события, факты, комментарии**

Национальная стратегия

- 10 **Цели – старые, проекты – новые**

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Тактика освоения шельфовых ресурсов в нынеш-
нем году несколько поменялась, но стратегиче-
ские задачи остаются неизменными

- 16 **Трудно и страшно, но надо**

Несмотря на экономические, технологические
и экологические препоны, Россия должна
начать освоение своей части Арктики,
иначе этим займутся другие

Анализ и прогноз

- 28 **Шельф ждёт перемен**

Перспективы разведки и добычи углеводородов
мирового и российского шельфов в аналитиче-
ском обзоре «ЛУКОЙЛа» «Основные тенденции
развития глобальных рынков нефти и газа
до 2025 года»

Ресурсы

- 32 **В центре внимания – Арктика**

Мария КУТУЗОВА

Политики, учёные и компании обсуждают
перспективы освоения углеводородного
потенциала Крайнего Севера

Технологии

- 36 **Арктические и глубоководные проекты –
новые цели Halliburton**

Интервью с вице-президентом компании
Halliburton в Российской Федерации
Константином Шилиным

Сотрудничество

- 40 **Осваивать Арктику – только вместе**

Эксплуатация акватории Северного Ледовитого
океана становится важным фактором
расширения международного сотрудничества

Сервис

- 46 **DNV: риски под контролем**

Экология

- 48 **Экологический мониторинг – на высоте**

Решения ИТЦ «СКАНЭКС» для комплексного
оперативного спутникового мониторинга
морских акваторий

Право

- 50 **Когда проекты «двигают»
законодательство**

Дмитрий АЛЕКСАНДРОВ, Дмитрий ЖУКОВ

Наращивание объёмов работ
на шельфе требует совершенствования
правовой базы



Останутся ли на якоре шельфовые проекты?

ПО РАСЧЁТАМ ЭКСПЕРТОВ, СЕГОДНЯ КАЖДЫЙ ТРЕТИЙ БАРРЕЛЬ НЕФТИ В МИРЕ ИЗВЛЕКАЕТСЯ НА ШЕЛЬФЕ. ВЕДУЩИЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОРПОРАЦИИ УЖЕ НЕ ПЕРВОЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ ВЕДУТ МАСШТАБНУЮ РАЗРАБОТКУ МОРСКИХ АКВАТОРИЙ. РОССИЯ ВРОДЕ БЫ ТОЖЕ НЕ СОБИРАЛАСЬ ОТСТАВАТЬ ОТ ГЛОБАЛЬНЫХ ЛИДЕРОВ. ТАК, СТАРТОВАВШИЕ ЕЩЁ В НАЧАЛЕ 1990-х ГОДОВ ПРОЕКТЫ НА УСЛОВИЯХ РАЗДЕЛА ПРОДУКЦИИ КАК РАЗ И БЫЛИ НАЦЕЛЕНЫ НА ДОБЫЧУ РЕСУРСОВ С МОРСКОГО ДНА.

К сожалению, продемонстрировав достаточно энергичный старт, затем наша страна надолго оказалась в числе аутсайдеров в сфере реализации шельфовых проектов. Сегодня они в основном представлены теми же самыми сахалинскими СРП (плюс объёмы, добываемые «ЛУКОЙЛом» на Балтике и в Каспийском море, которое «официально» к морскому шельфу не относят).

Почему так происходит? По-видимому, основная причина кроется в том, что государство в определённый момент времени поддалось иллюзиям о неисчер-

паемости «сухопутных» углеводородных кладовых. Так, большие надежды возлагались на разработку нефтяных и газовых месторождений Восточной и Западной Сибири. Но в последние годы стало очевидно – мечты оказались чрезмерными. Конечно, никто не рассчитывал, что второе «покорение Сибири» (теперь уже Восточной, а не Западной) окажется лёгким делом. Но возникшие трудности превзошли все ожидания.

В ряде случаев выяснилось, что углеводородный потенциал отдельных перспективных провинций переоценён. В других случаях были выявлены новые технологичные аспекты, которые существенно затрудняют извлечение сырья, повышают себестоимость и делают его практически неконкурентоспособным на мировом рынке.

В качестве типичного примера можно привести Чаянду, которая была выбрана базовым месторождением для выполнения так называемой Восточной программы «Газпрома». «На Чаяндинском месторождении пластовая температура – плюс 10°C, в мире с таким показателем месторождений больше практически нет, и аномально низкое пластовое давле-



«Роснефтью» на стареющем нефтехимическом комплексе возле Находки.

Не эти ли трудности подвигли руководство страны к пересмотру своих позиций по отношению к шельфовым проектам? Ведь оказалось, что их осуществление – не намного труднее и дороже (а, может быть, даже наоборот – проще и дешевле), чем ввод в эксплуатацию месторождений-гигантов в той же Восточной Сибири.

В феврале нынешнего года Владимир Путин подписал стратегическую программу развития Арктики до 2020 г., в которой основное внимание уделяется именно освоению углеводородного потенциала данного региона. И это вполне логично. По сведениям Управления энергетической информации США, в недрах Арктики содержатся до 412 млрд баррелей (57,7 млрд т) нефтяного эквивалента, что составляет 22% мировых запасов углеводородов. Причём 78% данного объёма – «голубое топливо», и большая его часть залегает в российском секторе Арктики. А глава «Роснефти» Игорь Сечин полагает, что геолого-разведочные работы на арктическом шельфе Восточной Сибири и Дальнего Востока должны подтвердить запасы нефти до 14 млрд т.

Однако пока геологическая изученность российского шельфа, как сообщают представители Минвостокразвития, в 10 раз ниже, чем американского шельфа Чукотского моря, и в 20 раз ниже, нежели шельфа Норвегии.

Руководство страны намерено коренным образом изменить данную ситуацию. Как заявил премьер Дмитрий Медведев, добыча нефти на арктическом шельфе РФ к 2030 г. достигнет 66,2 млн т, газа – 230 млрд м³ (для сравнения, в прошлом году на сахалинском шельфе было извлечено 14,08 млн т нефти и 27,38 млрд м³ газа). А экономический эффект от этой деятельности составит 8 трлн рублей.

Долгое время отсрочку в деле освоения шельфовых запасов обосновывали чрезмерно высокой себестоимостью их добычи. Но, оказывается, при желании нетрудно найти решение этой проблемы. «Путём введения экономических стимулов для арктических проектов мы можем сделать проекты на шельфе окупаемыми, несмотря на тяжелейшие условия, высокие геологические риски, колоссальные инфраструктурные затраты», – заявил недавно глава Минприроды Сергей Донской.

Уже отмечается заметная активизация деятельности российских нефтяных компаний на шельфе. «Газпром» и «Роснефть» обещают вложить в разведку и добычу морских углеводородных запасов миллиарды рублей. Так, «Роснефть» намерена осуществить поисковое бурение на шельфе недалеко от Магадана, а также в Карском и Баренцевом морях.

Таким образом, шельфовые проекты медленно, но верно «снимаются с якоря». Их «плавание» в бурном море высоко конкурентного мирового углеводородного рынка будет непростым. Но главное, правительство окончательно осознало – нефтяных фонтанов ни на шельфе, ни где-нибудь ещё в России уже не будет. А поэтому надо создавать стройную и многоплановую систему стимулирования разработки запасов в труднодоступных регионах, и в первую очередь на шельфе. ■

ние – 113–118 атмосфер вместо нужных 180. Как можно разрабатывать такое месторождение? С точки зрения геологии разработка Чаянды в принципе возможна, но я не знаю, как это делать», – отмечает Александр Гриценко, который более 20 лет возглавлял ВНИИГАЗ. По его словам, «Газпром» сейчас ищет новый метод, позволивший добывать газ в промышленных объёмах на якутском месторождении. Но когда он будет найден, и во сколько это обойдётся?

К тому же создание транспортной инфраструктуры для доставки восточносибирских углеводородов на мировой рынок будет стоить сумасшедших денег. Да, «Транснефть» успешно продолжает сооружение системы ВСТО, а «Газпром» анонсировал строительство мегагазопровода «Сила Сибири». Но расчёты экспертов показывают: СПГ, полученный из газа, добытого на Чаянде и перекачанного на тысячи километров до завода во Владивостоке, будет абсолютно неконкурентоспособен по сравнению с более дешёвым ближневосточным и австралийским сырьём. Аналогичная ситуация может сложиться и с нефтепродуктами, которые будут производиться

ПАНОРАМА ШЕЛЬФА – 2013: события, факты, комментарии

В ходе 22-го раунда лицензирования на шельфе Норвегии «Роснефть» и «ЛУКОЙЛ» получили право на добычу углеводородов в норвежской зоне Баренцева моря. Подготовка к проведению данного раунда началась ещё в 2011 году, заявки подавались с июня по декабрь 2012 года. В результате между 29 компаниями (из 36, подавших заявки) были распределены 24 участка, в том числе 20 – в Баренцевом море и четыре – в Норвежском. Как ожидается, добыча углеводородов на данных блоках начнётся не раньше, чем через 10-15 лет. «ЛУКОЙЛ» примет участие в двух проектах. Первый из них – разработка участка № 719. Функции оператора в данном случае будет выполнять британская компания Centrica, которой принадлежит 50-процентная доля в проекте. Доля российской ВИНК составит 30%, а ещё 20% приходится на норвежскую North Energy.



Второй проект – освоение участка № 708. В роли оператора выступит шведская Lundin petroleum (доля – 40%). Помимо «ЛУКОЙЛа» в проекте примут участие уже упоминавшаяся North Energy и итальянская Edison. Что касается «Роснефти», то она совместно со своим норвежским партнёром – государственной корпорацией

Statoil – получила лицензию на освоение блока № 713. При этом норвежская сторона будет владеть 40-процентной долей в проекте, но возьмёт на себя функции оператора.

Китай использует любые возможности получения доступа к углеводородным ресурсам арктического шельфа. Так, китайская нефтяная корпорация CNOOC, 70% акций которой контролируется правительством КНР, планирует начать добычу нефти на севере Исландии. Она совместно с исландской компанией Еукоп Energy уже подала заявку на участие в тендере с целью получения лицензии на месторождение. Итоги тендера станут известны к концу нынешнего года. «Арктика сейчас переживает мощный приток иностранного капитала, который привлекают не только энергетические ресурсы, но и другое сырьё», – отмечает в этой связи топ-менеджер исландской компании Хейдар Гудьонсен. В свою очередь, представители CNOOC заявили, что инициатива сотрудничества исходила от исландской стороны. Ранее Еукоп Energy подавала самостоятельную заявку на выдачу лицензии. Но она была отклонена в силу нехватки у компании финансовых средств и технологического опыта. В этой связи она была вынуждена



искать стратегического партнёра, и остановила свой выбор на одном из гигантов мировой энергетики. Одновременно Китай укрепляет свои политические и экономические взаимоотношения с Исландией и другими странами арктического региона. Так, в апреле нынешнего года Рейкьявик и Пекин заключили договор о свободной торговле (Исландия стала первой европейской страной, подписавшей подобный документ с КНР). Кроме того, в мае Китай при поддержке ряда скандинавских го-

сударств получил (наряду с другими азиатскими странами) статус наблюдателя в Арктическом совете.

Российские компании займутся освоением ливанского шельфа. В апреле нынешнего года правительство Ливана провело предквалификационный отбор на участие в первом лицензионном раунде на геологоразведку на шельфе страны. До недавнего времени это ближневосточное государство не располагало собственными газовыми ресурсами. Но в прошлом году британская компания Spectrum открыла на шельфе южного Ливана, недалеко от границы с Израилем, запасы газа в объёме около 710 млрд м³. По оценкам экспертов, добыча «голубого топлива» в стране может составить 90 тыс. баррелей нефтяного эквивалента в сутки в течение 20 лет. Однако разработка ливанского шельфа потребует серьёзных инвестиций. По-

ме с французской Total. В свою очередь, «НОВАТЭК» подал совместную заявку с компанией GPB Resources, входящей в группу «Газпромбанка». И все российские претенденты прошли через сито предварительного отбора.

Кипр ищет выхода из тяжёлого экономического кризиса путём активизации нефтегазовых проектов на своём шельфе. Уже выданы лицензии на шесть морских участков, содержащих, по предварительным оценкам, 1,1 трлн м³ «голубого топлива». Их освоением займётся консорциум, созданный итальянской Eni и корейской KOGAS, а также французская Total и техасская Noble Energy. Кроме того, недавно Кипр объявил об открытии ещё одного крупного месторождения в своей исключительной экономической зоне. Его запасы оцениваются в 1,7 трлн м³ и оно является продолжением израильского газового поля Левиафан. Вла-



этому перед потенциальными недропользователями было поставлено жёсткое условие – операторы должны были подтвердить наличие активов на сумму 10 млрд долларов, рядовые участники консорциумов – 500 млн долларов. На участие в конкурсе поступили заявки от 52 компаний из 25 стран. Среди претендентов были такие мировые «гранды» как ExxonMobil, Shell, Chevron, Total, Eni, Statoil, а также японские, корейские и индийские корпорации. Заявки подали также три российские компании – «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «НОВАТЭК». При этом Игорь Сечин ранее сообщал, что «Роснефть» договорилась с американской ExxonMobil о совместной работе на ливанском шельфе. А глава «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов заявил, что данная ВИНК планирует работать в консорциу-

сти Кипра уже подали в Комиссию ООН по морскому праву документы для получения прав на освоение этого месторождения. Между тем, президент Кипра Никос Анастасиадис поручил ускорить разработку месторождений природного газа в исключительной экономической зоне острова. Национальная компания СННС планирует к 2015 г. подготовить подробное технико-экономическое обоснование и инвестиционное решение, касающееся разработки газовых запасов, проектирования и сооружения объектов инфраструктуры и реализации «голубого топлива» на мировом рынке. А в 2016 году уже намечается приступить к строительным работам. Поставки газа на внутренний рынок должны начаться в 2018-2019 гг., а в 2019-2020-х гг. предполагается ввести в эксплуатацию завод по

«Газпром» подписал соглашение об участии в экспорте газа с месторождения Тамар на израильском шельфе.

Тамар – второе по запасам (270 млрд м³) газовое месторождение на шельфе Израиля после Левиафана (450 м³). Оно расположено у побережья города Хайфа. Его освоением занимается консорциум, в который входят южнокорейская Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering, норвежские D&H Solutions и Next Decade.

Ранее «Газпром» претендовал на участие в разработке Левиафана, которая должна начаться не позднее 2016 года. Но победителем тендера на приобретение 30-процентной доли в проекте оказалась австралийская компания Woodside, предложившая за данный актив 2,5 млрд долларов. Однако данная неудача не охладила интерес газового концерна к Израилю. В феврале нынешнего года «дочка» «Газпрома» – Gazprom Marketing & Trading Switzerland – заключила базовое соглашение с южнокорейской компанией Levant LNG Marketing Corporation, которая будет заниматься сбытом СПГ в рамках проекта Тамар. Стороны договорились провести дальнейшие переговоры, а в случае их успешного завершения подписать соглашение о выкупе «Газпромом» всего СПГ с данного месторождения (3 млн т или 4,2 млрд м³ в год) в течение 20 лет. Помимо этого «Газпром» обещал оказать финансовую поддержку при сооружении плавучей установки по сжижению газа. Также обсуждается возможность вхождения российского газового монополиста в проект в качестве полноправного участника. Однако данная сделка оказалась под угрозой в связи с тем, что правительство Израиля пообещало направлять весь газ, извлекаемый в рамках проекта Тамар, на внутренний рынок, а не на экспорт. Впоследствии власти страны пришли к решению поставлять за рубеж до 40% «голубого топлива», извлекаемого из вводимых в эксплуатацию месторождений на шельфе Средиземного моря. Однако вопрос об участии «Газпрома» в этих операциях остаётся открытым.



Иностранные компании активизируют свою деятельность на шельфе Бразилии. В частности, Chevron смогла добиться получения временного разрешения на возобновление добычи нефти из шести скважин на шельфовом участке Frade. Ранее действие такого разрешения было приостановлено в связи с двумя авариями на платформах, произошедших в 2011 и 2012 гг. В результате этих аварий в океан вытекло, по разным оценкам, от 2,4 до 3,7 тыс. баррелей нефти. Chevron была вынуждена выплатить штрафы в размере 17 млн долларов и оплатить гражданские иски на сумму 20 млрд долларов.

Тем временем об интересе к шельфу Бразилии заявил «ЛУКОЙЛ», который намерен рассмотреть возможность своего участия в нефтегазовых проектах в этой стране. В частности, согласно информации бразильских СМИ, российская ВИНК вела переговоры о приобретении 40-процентной доли в компании OGX Petroleo e Gas Participacoes, работающей на шельфе этого южно-американского государства. Сумма возможной сделки оценивалась примерно в 1 млрд долларов. А представители самой российской компании утверждали, что речь идет не о покупке OGX, а о вхождении в некоторые её проекты.

В свою очередь, китайская China National Petroleum ведёт переговоры о приобретении активов бразильской Barra Energia Petroleo e Gas, которая имеет доли в двух шельфовых проектах в нефтегазовом бассейне Santos. Стоимость сделки может составить около 2 млрд долларов. В результате китайская сторона получит доступ к одному из самых перспективных нефтеносных регионов мира. Его запасы оценивались в 50 млрд баррелей, а недавно бразильская государственная компания Petrobras объявила об открытии здесь нового месторождения «чёрного золота», которое расположено в 235 км от Рио-де-Жанейро на глубине 2,2 тыс. м.

Нефтяные ресурсы Бразилии привлекают внимание и других азиатских инвесторов. Так, малайзийская Petronas объявила о намерении приобрести у уже упоминавшейся OGX Petroleo e Gas Participacoes за 850 млн долларов 40-процентную долю в месторождении в районе бассейна Campos.

сжижению газа и тем самым обеспечить выход данного сырья на зарубежных потребителей.

Растёт интерес к кипрскому шельфу со стороны иностранных компаний. Так, американская Noble Energy заявила о намерении провести дополнительное бурение в эксклюзивной экономической зоне этого островного государства. Ранее осуществленные буровые работы подтвердили существование относительно крупных запасов углеводородов. Однако их точный объём и перспективы их разработки должны быть определены к октябрю нынешнего года, в результате дополнительных исследований.

В свою очередь, израильская компания Delek и её «дочка» Avner Oil & Gas Exploration подписали с правительством Кипра соглашение о разработке углеводородных ресурсов на шельфе. Уже упоминавшаяся Noble Energy уступила израильской стороне

30-процентную долю в проекте освоения участка № 12, оставив остальные 70% себе. Кроме того, Никосия и Тель-Авив обсуждают возможность совместной эксплуатации упоминавшегося гигантского месторождения, располагающегося на шельфе двух стран, а также варианты транспортировки израильского газа через Кипр в Европу.

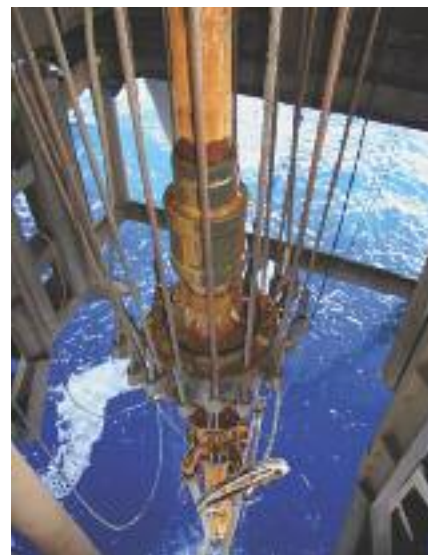
Однако против разработки газовых месторождений Кипра выступает Турция. Анкара заявляет, что углеводородные ресурсы принадлежат и туркам-киприотам, которые после оккупации Турцией части Кипра в 1974 г. создали на севере острова непризнанное государство. Анкара предупредила Никосию, что если та попытается решить свои экономические проблемы за счёт доходов от добычи газа на шельфе, то в регионе может развиться новый конфликт. Турецкие власти даже ввели санкции против итальянской Eni, которая участвует в проектах по освоению ресурсов «голубого топлива» на шельфе Кипра.

Корпорация BP пытается компенсировать свои убытки из-за сокращения деятельности в Мексиканском заливе за счёт реализации новых проектов в Анголе. В начале нынешнего года BP Exploration Angola и местная компания Sonangol EP объявили о начале добычи «чёрного золота» на блоке 31 контрактной территории PSVM. Эта территория включает четыре месторождения: Plutão, Saturno, Venus и Marte, которые были открыты в 2002-2004 гг. и располагаются на глубинах до 2 тыс. м. Оператором проекта с долей в 31% явля-

ется ангольская сторона. Помимо BP, акционерами также являются Statoil и Marathon Oil Company. Первоначально в разработку был введён только один участок – Plutão, и производство сырья составило около 70 тыс. баррелей в сутки. Но к 2014 г. начнётся эксплуатация трёх остальных участков, и добыча достигнет 150 тыс. баррелей.

Сырьё с PSVM поступает на современный плавучий комплекс нефтедобычи, хранения и выгрузки (FPSO) ёмкостью 1,6 млн баррелей. Это первый такой технологически сложный объект на континентальном шельфе Анголы. К FPSO через 15 манифольдов будет подключено около 40 скважин.

В целом же добычи нефти на шельфе Анголы предприятиями группы BP в нынешнем году достигла 200 тыс. баррелей в сутки. За 20 лет BP вложила в развитие нефтегазового комплекса этой страны 20 млрд долларов и в ближайшее десяти-



летие планирует инвестировать ещё 15 млрд. В 2011 году компания получила лицензии на геологоразведку в глубоководных бассейнах Kwanza и Benguela, которые в перспективе должны стать базой для наращивания производства «чёрного золота» на ангольском шельфе. Планируется, что реализация масштабной программы геологоразведочных работ в данных регионах стартует уже в следующем году.

Укрепляет свои позиции в Анголе и Total, которая присутствует на данном рынке с 1953 года. В мае 2011 г. её дочерняя структура – компания ТЕРА – обнаружили запасы углеводородов в северо-восточной части шельфового блока 17/06. Скважина протяженностью 445 м продемонстрировала дебит свыше 5 тыс. баррелей в сутки.

В данном проекте партнёрами Total (доля – 40%) являются ангольская национальная корпорация Sonangol Pesquisa e Produção (30%, выполняет функции оператора), Sonangol Sinopec International Seventeen Limited (27,5%), ACREP Bloco 17 (5%), Falcon Oil Holding Angola (5%) и PARTEX Oil and Gas Corporation (2,5%).

Новым районом деятельности «Роснефть» становится Мексиканский залив. Госкомпания договорилась со своим стратегическим партнёром – американской корпорацией ExxonMobil – о приобретении 30-процентных долей в 20 офшорных проектах, реализуемых в данном регионе. Подписанное в марте соглашение предусматривает разработку 17 участков в западной части Мексиканского залива (каньон Аламинос, Восточные трещины и каньон Кетли) и трёх в центральной части залива (Walker Ridge). Их общая площадь составляет

«Роснефть» будет работать с ExxonMobil в других регионах мира, в том числе в Мексиканском заливе и США», – заявил он 16 июля во время телемоста с главой «Роснефти» Игорем Сечиным и президентом ExxonMobil Нилом Даффином.

«ЛУКОЙЛ» расширяет своё присутствие на шельфе Западной Африки. В июне компания Вагита Алекперова приобрела у нигерийской Taleveras Energy 65-процентную долю в проекте освоения морского блока CI-504 в акватории Кот-д'Ивуара. Ещё 25% остались у Taleveras Energy, а остальные 10% принадлежат государственной компании PETROCI Holding.

Площадь блока составляет около 400 км², а глубина воды варьируется от 800 м до 2100 м. До января 2014 г. там должны быть проведены сейсмические исследования 2D и 3D, а впоследствии будут



450 км², а глубина акватории колеблется от 640 до 2070 м. Все проекты сейчас находятся на стадии геологоразведки, и точных сведений о содержащихся в недрах ресурсах пока нет. Функции оператора проектов возмёт на себя американская сторона.

Как отметил глава «Роснефти» Игорь Сечин, опыт и знания, полученные при работе в Мексиканском заливе, могут быть в дальнейшем использованы при освоении глубоководных участков российско-го шельфа.

Эта сделка получила одобрение со стороны президента России Владимира Путина. *«Мне приятно, что ExxonMobil становится стратегическим партнёром крупнейшей компании «Роснефть». Я рассчитываю и исхожу из того, что и*

пробурены две разведочные скважины. Оператором проекта станет «ЛУКОЙЛ Оверсиз». Компания уже выполняет аналогичные функции на других блоках в Кот-д'Ивуаре: CI-101 и CI-401 (её доля – 56,66%), CI-205 (63%) и CI-524 (60%). На блоке CI-205, который расположен рядом с новым участком «ЛУКОЙЛа», в 2011 г. была пробурена скважина, показавшая наличие непромышленных запасов нефти. Бурение ещё одной скважины планируется до 2014 г.

На блоке CI-401 также в 2011 г. была пробурена продуктивная скважина, которая подтвердила присутствие запасов лёгкой нефти и газового конденсата. В целом же благодаря проведённым геологоразведочным работам, «ЛУКОЙЛ» обнаружил в Кот-д'Ивуаре девять перспек-

«Роснефть» приступает к освоению венесуэльского шельфа. В июле нынешнего года в рамках рабочего визита президента Венесуэлы Николаса Мадуро в Москву «Роснефть» и государственная компания Petroleos de Venezuela (PdVSA) подписали соглашение о сотрудничестве в сфере реализаций шельфовых проектов. Данный документ представляет собой логическое продолжение трёх меморандумов, заключённых между компаниями в январе нынешнего года. Первый из них предусматривал оценку возможностей для партнёрства в сферах бурения, разработки и обслуживания скважин в заливе Пария. Второй касался проектов разведки и разработки шельфовых газозонных участков Rio Caribe и Mejillones (входят во второй этап проекта Mariscal Sucre) с потенциалом добычи 600 млн ф³ газа и 20 тыс. баррелей конденсата в сутки, а также газовых месторождений Blanquilla и Tortuga на западе Венесуэлы. Наконец, третий меморандум предполагал возможность совместного освоения уже эксплуатирующихся месторождений в районе озера Маракайбо и штате Сулия.

Совокупные ресурсы всех участков, охватываемых российско-венесуэльским соглашением, оцениваются в 21 трлн м³. А инвестиции в освоение только одного месторождения Mariscal Sucre должны составить не менее 5 млрд долларов. Предоставить кредит в размере до 1 млрд долларов уже согласился «Газпромбанк». О желании стать партнёром «Роснефти» по проектам в Венесуэле заявила корпорация BP. *«Венесуэла нуждается в значительных инвестициях для развития нефтяной отрасли, и мы не исключаем возможности возвращения в Боливарианскую Республику», – отметил глава корпорации Роберт Дадли.*





Мозамбик намерен привлечь новых зарубежных инвесторов к разработке своего шельфа.

Запасы газа в этой стране достигают 5 трлн м³, что делает её весьма привлекательной для ведущих игроков мирового энергетического рынка. Данное африканское государство могло бы превратиться в одного из крупнейших экспортёров энергоносителей, но у него не хватает средств на разработку гигантских месторождений.

Учитывая эти обстоятельства, государственная нефтегазовая корпорация Мозамбика (Empresa Nacional de Hidrocarbonetos) намерена выставить на продажу свою долю в газовом месторождении, расположенном в бассейне Рувума. Благодаря этому она собирается выручить до 2 млрд долларов, которые необходимы африканской стране для покрытия дефицита бюджета.

Данным активом заинтересовалась индийская компания ONGC Videsh Ltd. – дочерняя структура корпорации Oil and Natural Gas Corp. Она собирается приобрести долю не только мозамбикской стороны, но и её партнера – канадской фирмы Anadarko Petroleum (10%). Таким образом, общая сумма сделки может достичь 2,64 млрд долларов.

Кроме того, Oil and Natural Gas и её «дочка» провели переговоры с индийской Videocon Industries Ltd. о выкупе доли в одном из газовых проектов Мозамбика за 2,5 млрд долларов.

Интерес к мозамбикскому шельфу демонстрирует и Китай. Так, CNPC недавно за 4,2 млрд долларов приобрела 20-процентную долю участия в проекте Area 4 в бассейне Рувума у итальянской Eni.

тивных структур, потенциальные запасы которых оцениваются в 20 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Расходы компании на геологоразведку в Западной Африке в течение ближайших нескольких лет достигнут 500-600 млн долларов в год, что позволит бурить ежегодно по две-три скважины.

Если будут открыты крупные запасы, «ЛУКОЙЛ» сможет начать добычу углеводородов в данном регионе уже в 2015-2016 гг. По мнению экспертов, её объёмы могут составить 70-80 тыс. баррелей в сутки.

Другие иностранные компании также наращивают активность в Кот-д'Ивуаре. Так, в конце апреля 2013 г. французская Total в результате разведочного бурения на блоке CI-100 открыла нефтяное месторождение, запасы которого ещё предстоит оценить.

Между тем, «ЛУКОЙЛ» продолжает реализацию проектов и в других странах Западной Африки. В 2011 году он приобрёл 49-процентную долю в блоке SL-5-11 в Сьерра-Леоне. Кроме российской компании в данном проекте участвуют нигерийская Oranto (30%) и американская Vanco (21%). Но положительных результатов разведочных работ пока нет.

В ноябре прошлого года компания купила 25-процентную долю блока SL-4B-10 на шельфе Сьерра-Леоне. Она выкупила часть пакета у оператора проекта – канадской Talisman Energy, у которой осталось 20%. Ещё 25% принадлежат малазийской Petronas, а 20% – британской Prontimal. Блок SL-4B-10 имеет площадь 2,2 тыс. м², глубина воды составляет от 100 м до 3 км. Соглашение об освоении данного участка было подписано в 2003 г., первый этап геологоразведки завершился в 2009 году. В результате было выявлено несколько потенциально продуктивных объектов. Кроме того, на блоке ещё в 80-х годах была пробурена разведочная скважина, давшая нефтепроявления. В Гане «ЛУКОЙЛ» владеет 56,66% в офшорном проекте СТРДВ, в рамках которого пока продолжается геологоразведка.

В ближайшие годы Австралия за счёт разработки шельфовых месторождений может превратиться в ведущего экспортёра СПГ. В настоящее время в этой стране функционируют три завода по сжижению газа: North West Shelf (16,3 млн т), Darwin LNG (3,5 млн т) и Pluto (4,3 млн т). На стадии проектирования и строительства находится ещё семь предприятий, четыре из которых расположены на северо-западе страны, вблизи уже действующих заводов (Gorgon,

Prelude, Wheatstone и Ichthys) и три – на северо-востоке (Queensland Curtis LNG, Gladstone LNG и Australia Pacific LNG). После выхода всех объектов на проектную мощность (ожидается, что это произойдёт в 2020 году) Австралия станет крупнейшим экспортёром СПГ (85 млн в год), обогнав нынешнего лидера – Катар. Особые надежды возлагаются на проект Gorgon, который предусматривает освоение крупного шельфового месторождения, открытого ещё в 1980 г. Его запасы оцениваются в 1,13 трлн м³. Держателями лицензии на его разработку являются Chevron (50%), ExxonMobil (25%) и Shell (25%). Осуществление проекта началось в сентябре 2009 г., его общая стоимость приближается к 40 млрд долларов.

Завод по производству СПГ разместится на острове Бэрроу и будет выпускать 15 млн т СПГ в год. ExxonMobil уже подписала с компанией PetroChina контракт



на поставки сжиженного газа стоимостью 45 млрд долларов и сроком действия в 20 лет. Также заключены соглашения на общую сумму в 64 млрд долларов с Японией, Южной Кореей и Индией. По оценкам правительства Австралии, доходы от экспорта СПГ в рамках проекта Gorgon в течение ближайших 20 лет составят 273 млрд долларов.

Помимо перечисленных проектов, в более отдаленной перспективе возможна реализация и ещё целого ряда новых проектов. Так, американская корпорация Exxon Mobil и крупнейшая в мире горнодобывающая компания BHP Billiton Ltd недавно обнародовали план освоения шельфового месторождения, расположенного в 300 км от западного побережья Австралии, в бассейне Карнарвон.

На нём планируется построить крупнейший в мире плавучий комплекс по производству СПГ мощностью 6-7 млн т в год. Начало работ запланировано на 2020-2021 годы.

Вместе с тем, на пути к достижению всех этих целей имеются серьёзные препятствия. Они связаны как с конкуренцией со стороны североамериканского и восточноафриканского СПГ, так и с высокой стоимостью самих австралийских проектов. Например, вторая по объёмам добычи нефтегазовая компания Австралии – Woodside Petroleum – весной нынешнего года приняла решение отложить реализацию проекта Browse стоимостью 45,3 млрд долларов США. В его рамках планировалось добывать газ на месторождениях Brecknock, Calliance и Torosa, расположенных в 425 км к северу от города Брум на Западе Австралии. Запасы данных полей оцениваются в 440 млрд м³ газа и 470 млн баррелей конденсата. Для

жащих в совокупности 117 млн т нефти и 70 млн м³ газа. Кроме того, рассматривается также возможность реализации добычных проектов в Восточной Сибири, Якутии, Иркутской области, Красноярском крае.

Также «Роснефть» и PetroVietnam заключили соглашение о разделе продукции по блоку 05.3.11 на шельфе Вьетнама. Он находится в 20 км от блока 06.1, который российская компания уже разрабатывает в течение ряда лет. Это позволит использовать существующую инфраструктуру – подводный трубопровод и газопроводную систему, которая обеспечивает поставки сырья с шельфа до конечного потребителя.

После того, как «Роснефть» поглотила компанию ТНК-ВР, она стала также собственником лицензий на разработку ещё двух месторождений во Вьетнаме – Лан Тай и Лан До, на которых извлекается примерно 4,4 млрд м³ газа в год.



экспорта добытого сырья планировалось построить СПГ-завод. Однако из-за роста эксплуатационных расходов продолжение работ было признано коммерчески нецелесообразным. По мнению экспертов, их возобновление возможно не ранее, чем через два года.

«Роснефть» намерена реализовать ряд шельфовых проектов совместно с вьетнамской компанией

PetroVietnam. В мае по итогам встречи президента Владимира Путина с премьер-министром Вьетнама Нгуен Тан Зунгом был подписан меморандум о взаимопонимании между двумя нефтяными корпорациями. Он, в частности, предусматривает совместную разработку восьми блоков в Печорском море, содер-

Помимо «Роснефти», на шельфе этой южно-азиатской страны работает и ещё одна российская компания – «Зарубежнефть». В 1981 г. было создано СП «Вьетсовпетро», которое в 1986 г. начало добычу «чёрного золота» на южном шельфе Вьетнама. В декабре 2010 года было подписано межправительственное соглашение, продлевающее работу данного СП на 20 лет, до 31 декабря 2030 года. В данный момент «Зарубежнефти» принадлежит 49% в этом совместном предприятии.

Однако добыча в рамках данного проекта сокращается в связи с высоким уровнем выработанности месторождений Белый тигр и Дракон. Планируется, что в нынешнем году она уменьшится на 11,6% и составит 5,4 млн т. ■

Япония в начале 2013 г. объявила о начале опытной добычи газовых гидратов на континентальном шельфе.

Планировалось, что компания JOGMEC будет извлекать данные энергоресурсы с глубины около 1 км. Ранее были проведены успешные эксперименты по получению «голубого топлива» из газогидратной залежи в районе подводного желоба Нанкаи в Японском море. Изучение газовых гидратов стало одной из приоритетных задач энергетической политики Японии, поскольку в данный момент Страна Восходящего Солнца импортирует почти 100% потребляемого ею газа. В этих целях была принята соответствующая госпрограмма, а также создан консорциум, в который вошёл ряд японских компаний и исследовательских центров. В роли координатора выступает Японская национальная нефтяная корпорация. Была разработана технология транспортировки газа в виде лед-газогидратных таблеток, которые необходимо хранить и перевозить при низких температурах.

Однако первый опыт добычи газовых гидратов оказался неудачным. Была пробурена скважина протяжённостью 270 м, благодаря которой удалось достичь 60-метрового слоя метангидратов. За счёт понижения давления метан преобразовывался в газообразное состояние и поднимался по трубе на судно, игравшее роль буровой платформы. Однако метан, извлекаемый из гидратов, охлаждал саму залежь и повышал её стабильность, тем самым затрудняя процесс дальнейшего её разложения и выделения газа. Поэтому давление приходилось постоянно снижать, но на шестой день добычи насос забился песком, частицы которого поднимались вверх вместе с газом, и добыча была остановлена.

Сейчас проводится анализ результатов данного эксперимента, и JOGMEC планирует осуществить следующий, гораздо более продолжительный (до 12 месяцев) раунд пробной эксплуатации месторождения в следующем году. Пока японские эксперты сдержанно оценивают итоги испытаний. По их мнению, ещё рано рассчитывать на устойчивую добычу метана из газовых гидратов. Возможно, для создания соответствующих технологий потребуются десятилетия. Тем не менее, примеру Японии могут последовать другие страны региона. Так, Южная Корея ещё в 2010 г. объявила о намерении пробурить 32 скважины в Японском море для извлечения газовых гидратов.

Цели – старые, проекты – новые

Тактика освоения шельфовых ресурсов в нынешнем году несколько поменялась, но стратегические задачи остаются неизменными

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Одной из главных тенденций прошлого года можно назвать неожиданное падение интереса к шельфу. Очень тихо, без громкой паники, фактически был похоронен (или заморожен до лучших времён) Штокмановский проект. Частным нефтяным компаниям в очередной раз дали понять, что не нуждаются в их услугах при освоении арктического шельфа. А госкомпаниям проявляли повышенную «шельфовую активность» лишь в одном аспекте – продолжая выторговывать себе многочисленные льготы и преференции, без которых они отказываются и шагу ступить с твёрдой земли на морские просторы. Но события нынешнего года показывают, что не всё так печально. Интерес к шельфу окончательно не утерян. И появляются признаки того, что морские проекты всё же будут реализованы – хотя, судя по всему, и не те, которые планировались изначально. То есть кардинальным образом меняется тактика, но стратегическая цель – освоение богатейших углеводородных ресурсов российских акваторий – пока остаётся неизменной.

Штокман – первая жертва «сланца»

Представители «Газпрома» во главе с самим Алексеем Миллером очень любят рассказывать «городу и миру» о том, что американская сланцевая нефть – очередной пузырь, который скоро лопнет. Якобы России от этих американских «сланцевых фантазий» ни жарко ни холодно, и мы будем уверенно двигаться вперёд по единой избранному направлению. А уже появляющиеся на этом пути «трупы» укладкой спихиваются в придорожную канаву – как будто и не существовало «убитых сланцем» громких проектов, обещавших России всяческое процветание. Именно так и произошло со Штокманом.

Для финансирования, проектирования, строительства и эксплуатации объектов первой фазы освоения Штокмана 15 февраля 2008 г. была создана компания Stokman Development. В соответствии с акционерным соглашением, истекшим в июле 2012 г., «Газпрому» в проекте принадлежало 51%, французской Total – 25%, норвежской Statoil – 24%. В июле 2012 г. Statoil подписала соглашение о передаче своей доли «Газпрому». Оплата была произведена денежными средствами в сентябре 2012 г. В результате сделки доля отечественного газового монополиста в Stokman Development выросла до 75%.

Напомним, изначально целью этого проекта была организация масштабного экспорта сжиженного природного газа в Соединённые Штаты. Энергетическая стратегия РФ на период до 2025 года предусматривала, что объём поставок СПГ со Штокмана в США к 2015

году достигнет 61 млрд м³. Но благодаря сланцевой революции Америка не только смогла полностью удовлетворить внутренние потребности в «голубом топливе», но и собирается стать одним из крупнейших поставщиков СПГ на мировой рынок. Её экспортный потенциал оценивается в 200 млрд м³ в год.

То, что Штокман лишился своей «потребительской базы», стало окончательно ясно уже три-четыре года назад. Переориентировать поставки СПГ с этого северного месторождения на Европу экономически бессмысленно, да и к тому же по уровню издержек Штокман проигрывает большинству проектов по освоению гигантских шельфовых «полей» в различных регионах мира. Однако признать очевидное оказалось не так просто. В реализации Штокмановского проекта оказались заинтересованы не столько американские или европейские потребители, сколько сам «Газпром», его многочисленные подрядчики, а также власти тех регионов, которые мечтали превратиться во «вторую Норвегию» благодаря добыче газа на шельфе Баренцева моря.

Поэтому проект достаточно долго «спускали на тормозах». Начало добычи на Штокмане осторожно планировали на 2016 г.: якобы шла подготовка окончательного инвестиционного решения по этому поводу. Ускорить его принятие обещал и сам Владимир Путин. Во время его встречи с губернатором Мурманской области Мариной Ковтун та пожаловалась, что проект «задвинут на неопределённое время», и Путин ответил: «Почему же на неопределённое? Планируется в ближайшее время принять инвестиционное решение – так что до 2017 г.». Но президент своё слово не сдержал, начало добычи отложено как минимум до 2019 г., но и этот срок представляется абсолютно нереалистичным.

Фактически проект был «сдан в заморозку» в начале нынешнего года, когда Министерство экономического развития представило общественности «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года». Согласно данному документу, даже при благоприятном инновационном сценарии развития России, «в части проекта "СПГ Штокман" существуют риски нереализации в связи с высокой капиталоемкостью и сложностью освоения месторождения». А в случае осуществления неблагоприятного сценария, то есть при низких ценах на нефть, «освоение Штокмановского месторождения становится нерентабельным». Только высокие котировки «чёрного золота», что крайне маловероятно, допускает возможность его ускоренной сдачи в эксплуатацию.

Судя по всему, в «Газпроме» так и не могут прийти к единодушному мнению по поводу дальнейшей судьбы Штокмана. Заместитель председателя прав-



ления концерна Андрей Круглов полагает, что это месторождение «будет осваиваться уже будущими поколениями». То есть он фактически призвал к полной остановке проекта. Но высшее руководство газовой монополии так и не решилось на столь кардинальные шаги. В июне нынешнего года Совет директоров «Газпрома» поручил правлению продолжить освоение месторождения. В частности, к концу 2013-го – началу 2014 года планируется завершить проектно-изыскательские работы по морским объектам и порту с хранилищами для СПГ.

Однако подобное решение, мягко говоря, выглядит странным на фоне заявления, сделанного Алексеем Миллером в ходе последнего собрания акционеров «Газпрома». «Наша цель – занять около 15% мирового рынка сжиженного природного газа», – гордо объявил он. Хотя ещё несколько лет назад планы были гораздо смелее – до 25%. Причем упомянутые 15% должны обеспечить новые СПГ-заводы на Дальнем Востоке и Балтике. Это означает, что газовый монополист уже фактически не рассчитывает на ресурсы Баренцева моря для производства сжиженного газа.

Вместе с тем, согласно неофициальным источникам, «Газпром» всё же намерен вовлечь данные ресурсы в разработку, но извлекаемый на Штокмане газ будет транспортироваться по трубе к балтийскому побережью. А там, как заявил А. Миллер в ходе Петербургского экономического форума, предполагается

НАША СПРАВКА

Штокмановское газоконденсатное месторождение расположено в центре шельфовой зоны российского сектора Баренцева моря на расстоянии около 600 км к северо-востоку от Мурманска. Данный район характеризуется суровыми природно-климатическими условиями. Арктический климат и тяжёлая штормовая обстановка ограничивают временной период проведения работ. В районе Штокмана неоднократно фиксировалось появление многолетних льдов и айсбергов. По разведанным запасам природного газа месторождение является одним из крупнейших в мире. Ресурсы по категории C_1 достигают 3,9 трлн m^3 газа и 56,1 млн т газового конденсата. Держателем лицензии является «дочка» «Газпрома» – «Газпром добыча шельф». В границах её лицензионного участка сосредоточено 3,8 трлн m^3 газа и 53,4 млн т конденсата.

соорудить новый СПГ-завод. С одной стороны, такое решение могло бы придать разработке Штокмана большую инвестиционную привлекательность. С другой стороны, в случае возникновения новых трудностей при реализации проекта (а в их появлении никто не сомневается) он способен утянуть за собой на дно и идею сооружения СПГ-завода на Балтике, на что газовый концерн возлагает такие большие надежды.

Но если «Газпром» выбрал данный вариант, то непонятно, зачем он вкладывает деньги в продолжение проектно-изыскательских работ по СПГ-мощностям в Мурманской области. Хотя свято место пусто не бывает. Слово в «утешение» данному региону в



НАША СПРАВКА

В рамках «Сахалин-3» «Газпрому» принадлежат лицензии на разработку Киринского газоконденсатного месторождения (передана в 2008 г. в соответствии с распоряжением правительства), а также Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского блоков (получены в 2009 г.). Оператором является ООО «Газпром добыча шельф».

Киринское ГКМ открыто в 1992 г. Оно расположено на шельфе Охотского моря, в 28 км от берега, на глубине 90 м. В 2011 г. на нём были завершены геологоразведочные работы, в результате которых удалось обнаружить гораздо больше запасов, чем предполагалось изначально. Так, на момент выдачи лицензии они оценивались по категориям C_1+C_2 в 75 млрд m^3 газа и 8,6 млн т конденсата, а ныне достигают по категории C_1 соответственно 162,5 млрд m^3 и 19,1 млн т. Планируется, что впервые в российской практике добыча на месторождении будет проводиться с использованием подводного комплекса.

В настоящее время ведутся обустройство месторождения, строительство эксплуатационных скважин и объектов инфраструктуры. Добытый газ по подводным трубопроводам будет перекачиваться на береговой технологический комплекс, а оттуда по газопроводу протяжённостью 139 км – до головной компрессорной станции магистрали Сахалин – Хабаровск – Владивосток.

В сентябре 2010 г. на Киринском участке было обнаружено крупное Южно-Киринское месторождение. Его запасы по категориям C_1+C_2 составляют 563,9 млрд m^3 газа и 71,7 млн т газового конденсата. Осенью 2011 г. открыто второе месторождение на данном блоке – Мынгинское, – содержащее 19,8 млрд m^3 газа и 2,5 млн т конденсата.

ходе того же Петербургского форума глава «Роснефти» Игорь Сечин и губернатор Мурманской области Марина Ковтун подписали соглашение, которое, помимо прочего, предполагает реализацию проекта по производству, перевалке и регазификации СПГ. Но сырьевой базой для данного предприятия, судя по всему, послужит уже не штокмановский газ...

Акцент переносится на Сахалин

Отказавшись от Штокмана, «Газпром» в то же время наращивает темпы освоения сахалинского шельфа. Напомним, концерн участвует в реализации двух проектов в данной акватории – «Сахалин-2» и «Сахалин-3».

«Газпром» обещал начать добычу на Киринском ГКМ уже в сентябре нынешнего года. Ожидается, что на пике эксплуатации оно будет давать около 5 млрд m^3 газа в год.

А как сообщил в мае заместитель председателя правления концерна Виталий Маркелов, в сентябре-октябре должно вступить в эксплуатацию и Южно-Ки-

ринское месторождение. При этом продолжается его активная геологоразведка. В целом программа ГРП включает бурение восьми разведочных скважин, две из которых уже пробурены с использованием ППБУ Songa Mercur – её «Газфлот» арендовал у норвежской компании Songa Offshore. На сезон нынешнего года намечена разработка двух новых скважин в западной части месторождения, что позволит нарастить запасы газа по категории C_1 . В 2014 г. предполагается бурение ещё двух скважин в восточной части.

В июне нынешнего года на Сахалин доставили полупогружные буровые установки «Полярная звезда» и «Северное сияние», которые были построены в 2011 г. на Выборгском судостроительном заводе по заказу «Газпрома» и предназначались для Штокмана. «Полярная звезда» продолжит строительство эксплуатационных скважин на Киринском ГКМ, начатое в прошлом году. А «Северное сияние» займётся бурением разведочной скважины на Южно-Киринском месторождении.

По предварительным данным, сумма инвестиций в разведку последнего составит 15 млрд рублей. Ранее эксперты высказывали мнение, что благодаря проведению масштабных ГРП удастся значительно увеличить и без того немалые ресурсы Южно-Кириńskiego месторождения. Однако В. Маркелов сообщил, что они, скорее всего, останутся на уровне 560 млрд м³. Предполагается, что на пике месторождение будет давать 17 млрд м³ газа в год.

Между тем, продолжается подготовка к эксплуатации и других активов. «Разработка месторождений Аяшского и Восточно-Одоптинского блоков начнётся после уточнения их запасов в процессе геологоразведочных работ», – сообщил В. Маркелов. На этих участках предполагается проведение большого объёма сейсморазведки 3D и строительство нескольких поисковых скважин.

Примечательно, что уже появились два конкурирующих между собой направления поставок ещё не добытого газа «Сахалина-3». Ранее предполагалось, что он станет основной ресурсной базой для наполнения магистрали Сахалин – Хабаровск – Владивосток. По сути, именно на него рассчитана первая очередь СПГ-завода, который «Газпром» намерен возвести в районе Владивостока. Общая мощность трёх очередей предприятия должна составить 15 млн т СПГ в год, что эквивалентно примерно 20,7 млрд м³ газа в год (для получения 1 млн т СПГ требуется 1,38 млрд м³ газа). И если вторая и третья очереди, сооружение которых планируется после 2018 г., могут быть загружены сырьём, извлекаемым на Чаяндинском и Ковыктинском месторождениях, то для первой очереди, которая должна вступить в строй уже к 2018 г., нет иного варианта, кроме как газ «Сахалина-3».

Однако 16 июля нынешнего года министр энергетики Александр Новак неожиданно сообщил, что рассматривается и альтернативный вариант – сооружение третьей очереди на уже действующем в рамках проекта «Сахалин-2» заводе по производству СПГ. «Решение о том, куда пойдёт газ с Южно-Кириńskiego месторождения, может быть принято до конца 2013 г.», – заявил министр. При этом он отметил, что в данный момент для «Газпрома» наиболее предпочтительно строительство мощностей во Владивостоке.

Но губернатор Сахалина Александр Хорошавин, полагает, конечно же, что приоритет надо отдать возглавляемому им региону. «Первоочередными конкурентоспособными и абсолютно реальными являются два проекта, связанные с увеличением производства на Сахалине сжиженного природного газа. Во-первых, это расширение производства действующего завода СПГ в рамках проекта «Сахалин 2». Речь идёт о строительстве третьей линии мощностью до 5 млн т. Значительно меньшие затраты, более сжатые по времени сроки реализации проекта в сравнении с другими вариантами позволяют России вовремя занять маркетинговую нишу в странах Азиатско-Тихоокеанского региона. Мы её определяем 2018 годом... Ещё более значимый для нас проект – строительство на Сахалине нового завода СПГ. Это тот проект, который инициируется компанией «Роснефть». К реализации проекта в настоящее вре-

мя уже приступила рабочая группа, которая создана «Роснефтью» и компанией ExxonMobil, а также правительством области», – заявил губернатор в ходе совещания о комплексном социально-экономическом развитии Сахалинской области под председательством Владимира Путина. По его мнению, источником газовых ресурсов для третьей линии СПГ может стать именно сырьё Кириńskiego и Южно-Кириńskiego месторождений, а в перспективе – Аяшского и Восточно-Одоптинского участков.

«Сахалин-1»: газпромовские палки в колёса

Ещё большая интрига завязывается вокруг перспектив использования углеводородных ресурсов, добываемых в рамках проекта «Сахалин-1». Их объём обычно оценивался в 307 млн т нефти и 485 млрд м³ газа. Но в июле нынешнего года Игорь Сечин, находясь на буровой платформе «Орлан», в ходе видеоконференции с Владимиром Путиным назвал более скромные цифры: 218 млн т нефти и 465 млрд м³ газа. Видимо, результаты разведочного бурения оказались не столь обнадеживающими, как ожидалось.

НАША СПРАВКА

Проект «Сахалин-1» включает в себя освоение трёх морских месторождений – Чайво, Одопту и Аркутун-Даги, – расположенных на северо-восточном шельфе о. Сахалин. Для освоения Чайво были задействованы как береговые буровые установки («Ястреб»), так и морские («Орлан»). Полномасштабная разработка месторождения началась в 2004 г., а уже в 2005 г. на нём стартовала промышленная добыча нефти. К бурению на Одопту приступили в мае 2009 г., а в сентябре 2010 г. на объекте началось промышленное производство нефти и газа. В феврале 2011 г. первая стадия бурения была успешно завершена.

Накопленная добыча в рамках «Сахалина-1» на июль нынешнего года составила 58 млн т нефти и 12 млрд м³ газа. В бюджет государства поступления от проекта достигли 8 млрд долларов.

Следующим этапом «Сахалина-1» является освоение месторождения Аркутун-Даги, расположенного в 25 км от берега восточнее Чайво. Подготовка к началу добычи запланирована на 2014 г.

В более отдалённой перспективе предусматривается разработка запасов природного газа на Чайво.

Добыча нефти в рамках «Сахалина-1» в 2012 г. составила 7 млн т. В нынешнем году она, как ожидается, останется примерно на том же уровне. Производство газа в прошлом году достигло 9,4 млрд м³.

В консорциум «Сахалин-1» входят компании «Эксон Нефтегаз Лимитед» (доля – 30%, является оператором проекта), «Роснефть» через свои дочерние структуры «РН-Астра» (8,5%) и «Сахалинморнефтегаз – Шельф» (11,5%), японский консорциум SODECO (30%) и индийская государственная нефтяная корпорация ONGK Videsh (20%).

И если нефтяная часть проекта осуществляется довольно успешно, то с газовой возникают определённые проблемы. Участники «Сахалина-1» планировали добывать свыше 11,4 млрд м³ газа в год. Из этого объёма 8 млрд м³ намечалось экспортировать в Китай. Для транспортировки предполагалось проложить газопровод Сахалин – Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск до границы с КНР и расширить его пропускную способность. Однако против этих планов выступил «Газпром», который намерен сохранить своё положение монопольного поставщика «глубокого топлива» из РФ в Поднебесную.

НАША СПРАВКА

В рамках проекта «Сахалин-2» предусмотрено поэтапное освоение Пильтун-Астохского нефтяного и Лунского газового месторождений. Оба они расположены в 13–16 км от северо-восточного побережья острова. Их суммарные извлекаемые запасы составляют свыше 600 млрд м³ газа и 170 млн т нефти и конденсата. Реализация первого этапа проекта началась в 1996 г. В её рамках ведётся добыча нефти на Астохской площади Пильтун-Астохского месторождения. Работы осуществляются с помощью производственно-добывающего комплекса «Витязь». Первая нефть была получена в июле 1999 г.

Старт второму этапу дан в 2003 г. Он предполагает комплексное освоение Пильтун-Астохского и Лунского месторождений. В его рамках предусматривается дальнейшая разработка Астохского участка и выход на круглогодичный цикл добычи на платформе «Пильтун-Астохская – А», а также ввод в эксплуатацию платформы «Пильтун-Астохская – Б» на Пильтунском участке. Кроме того, на Лунском месторождении начнёт работу первая в России морская газодобывающая платформа «Лунская-А».

В феврале 2009 г. в рамках проекта начал работу первый в России завод СПГ. Оператором проекта является компания Sakhalin Energy, акционерами – Gazprom Sakhalin Holdings (50% плюс одна акция), Shell Sakhalin Holdings (27,5% минус одна акция), Mitsui Sakhalin Holdings (12,5%) и Diamond Gas Sakhalin B. V. («дочка» Mitsubishi Corporation, 10%).



Напомним, что на участников проектов СРП не распространяется запрет на самостоятельный экспорт газа, но на деле выйти на мировой рынок в обход газовой монополии оказывается очень сложно. Фактически для этого требуется личное «благословение» президента страны. Но «Газпром» в пикку участникам «Сахалина-1» убеждал Владимира Путина в том, что сырьё этого проекта необходимо для газификации дальневосточных регионов.

Такое противодействие привело лишь к затягиванию разработки газовых ресурсов «Сахалина-1». Га-

зовый монополист предлагает компании «Эксон Нефтегаз Лимитед» приобретать у неё «голубое топливо» по внутренним ценам. Но оператора проекта это не устраивает, поэтому большая часть извлекаемого газа закачивается обратно в недра в целях поддержания пластового давления и повышения эффективности нефтедобычи. Небольшие объёмы сырья направляются потребителям Хабаровского края.

Создание собственного СПГ-завода позволило бы найти применение газу «Сахалина-1» и тем самым улучшить экономические параметры всего проекта. Но и здесь «Газпром» пытается вставить палки в колёса ExxonMobil и «Роснефти».

Нынешней весной при обсуждении перспектив второго сахалинского СПГ-завода Владимир Путин (можно предположить, что не без влияния того же «Газпрома») призвал учитывать интересы уже существующих предприятий и координировать усилия различных компаний при работе на Сахалине. Многие эксперты расценили это как фактическое поручение Игорю Сечину направлять «голубое топливо» с Чайво и Одопту не на свои проектируемые мощности, а на уже действующий завод по сжижению, где планируется сооружение третьей очереди. Однако активизация разработки Киринского блока ставит вопрос о том, потребуются ли эти объёмы самому «Газпрому». Вполне возможно, что если реализация «Сахалина-3» пойдёт успешно, то «Роснефть» отпустят «на вольные хлеба» и позволят распоряжаться газом «Сахалина-1» по собственному усмотрению.

Своими силами и помощью «друзей»

Впрочем, и «Роснефть», и «Газпром» не ограничиваются проектами «сахалинской серии», они пытаются осваивать и другие шельфовые участки. В ходе уже упоминавшейся видеоконференции с президентом РФ Игорь Сечин отчитался: «“Роснефть” в целом на арктическом шельфе в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке имеет 20 лицензионных участков, на которых в настоящее время реализуется масштабная программа геологоразведочных работ. Сегодня на шельфе Магадана двумя сейсморазведочными судами “Дальморнефтегеофизики” ведутся геологические изыскания в рамках проектов “Магадан 1”, “Магадан 2”, “Магадан 3”. Ведутся геологоразведочные работы на шельфе Сахалина на лицензионном участке Астрахановское море – Некрасовский. И мы надеемся, что в результате этих работ будут подтверждены прогнозы по геологическим запасам в объёме до 14 млрд т нефтяного эквивалента».

Часть шельфовых проектов «Роснефть» собирается реализовать совместно со своим стратегическим партнёром – ExxonMobil. Они уже подписали базовые соглашения по ряду лицензионных участков. Так, освоением черноморской акватории займётся совместное предприятие ООО «Туапсеморнефтегаз», а в Карском море будет действовать ООО «Карморнефтегаз». Долевое участие «Роснефти» в обоих СП составляет 66,67%, а её американского союзника – 33,33%. Первоначальные затраты на проведение ГРП в обоих регионах оцениваются более

чем в 3,2 млрд долларов, большую часть этих средств выделит ExxonMobil. Намечается, что в нынешнем году будет производиться сбор геологических данных, а в 2014 г. и в Чёрном, и в Карском морях начнутся буровые работы.

В феврале нынешнего года компании объявили о намерении расширить сотрудничество ещё на семи участках недр общей площадью примерно 600 тыс. км² в море Лаптевых, Чукотском и Карском морях. В соответствии с лицензионными обязательствами, на данных площадях будут пробурены 14 оценочных и разведочных скважин, а также осуществлён значительный объём сейсморазведочных работ 2D и 3D. Общая же «акватория партнёрства» двух компаний в рамках этих девяти проектов достигает 773 тыс. км².

Кроме того, 11 июня «Роснефть» и ExxonMobil заключили соглашение о создании в России Арктического научно-проектного центра. Для его организации американская сторона обеспечит финансирование в размере 200 млн долларов. А затем компании выделяют ещё 250 млн в равных долях на продолжение совместных исследований. Хотя денежный вклад «Роснефти» будет скромнее, ей достанется контрольный пакет этого СП (66,67%), а на долю ExxonMobil придётся 33,33%.

Второй партнёр «Роснефти» на шельфе – итальянская Eni. В июне они подписали окончательное соглашение по проектам освоения участков – Федынского, Центрально-Баренцевского и Западно-Черноморского. По каждому из этих проектов созданы предприятия-операторы, в которых 66,67% участия принадлежит российской стороне и 33,33% – итальянской. При этом Eni обязуется полностью профинансировать затраты на геологоразведочные работы и компенсирует 33,33% расходов на приобретение лицензии, а также исторические затраты на уже осуществлённые ГРП.

Также в июне было подписано и соглашение со Statoil, которое, помимо прочего, предполагает совместную разработку участков в Баренцевом и Охотском морях – Лисанского, Кашеваровского, Персеевского и Магадан-1. Их общая площадь достигает 102 тыс. км². Для их освоения будут созданы совместные предприятия.

«Газпром» пытается не отставать от «Роснефти» в этой «шельфовой гонке». На начало года он владел лицензиями на пользование недрами 19 участков на шельфе Карского, Баренцева, Охотского и Азовского морей. На этих блоках уже открыты 17 месторождений: Штокмановское, Круzenshternское, Южно-Круzenshternское, Обское, Харасавэй-море, Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, Чугорьяхинское, Тота-Яхинское, Антипаютинское, Семаковское, Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское, Приразломное, Долгинское и Бейсугское.

За 2011–2012 гг. концерн провёл ГРП в Тазовской губе, на Приямальском шельфе Карского моря, а также на Западно-Камчатском и Сахалинском – Охотского моря. Было пробурено четыре разведочные и поисковые скважины, выполнено более 3 тыс. км² сейсморазведочных работ 3D. В итоге удалось обеспечить прирост запасов по категории C₁ в объёме свыше 200

млн т у. т., в том числе 182 млрд м³ газа. Продолжается также освоение месторождений Северо-Каменномысское и Каменномысское-море в акваториях Обской и Тазовской губ.

А в апреле нынешнего года газовый монополист подал в Роснедра заявки на получение ещё 20 лицензий на участки в Баренцевом, Карском, Восточно-Сибирском и Чукотском морях. Компания предполагает

НАША СПРАВКА

Федынский участок площадью 38 тыс. км² расположен в незамерзающей южной части Баренцева моря на глубине от 200 до 320 м. В результате сейсмических исследований 2D было выделено девять перспективных структур с извлекаемыми ресурсами 18,7 млрд барр. н. э. В соответствии с лицензионными обязательствами, на данном участке необходимо выполнить 6,5 тыс. км сейсмики 2D до 2017 г. и 1 тыс. км² 3D до 2018 г., пробурить одну поисково-оценочную скважину до 2020 г. и, в случае успеха, ещё одну разведочную скважину до 2025 г.

С севера к Федынскому примыкает **Центрально-Баренцевский участок** площадью 16 тыс. км² (глубина – от 160 до 300 м). Три его перспективные структуры содержат свыше 7 млрд баррелей н. э. Здесь необходимо осуществить 3,2 тыс. км сейсмики 2D до 2016 г. и 1 тыс. км² 3D до 2018 г., пробурить одну поисковую скважину (до 2021 г.) и одну разведочную (до 2026 г.).

Площадь **Западно-Черноморского участка** составляет 9 тыс. км² при глубине от 600 до 2250 м. Здесь выделено шесть перспективных структур с суммарными извлекаемыми ресурсами около 10 млрд баррелей нефти. В 2015–2016 гг. на участке предстоит пробурить две поисково-оценочные скважины.

ет провести значительный объём геологоразведочных работ. Кроме того, уже в нынешнем году концерн намерен начать добычу нефти на Приразломном месторождении в Печорском море.

Таким образом, несмотря на отказ от Штокмана, российские компании продолжают разворачивать широкую деятельность на шельфе. И она может ещё более активизироваться благодаря ожидаемому в ближайшее время введению налоговых льгот. Напомним, 3 июля Госдума приняла во втором чтении закон о налоговом и таможенно-тарифном стимулировании добычи углеводородного сырья на континентальном шельфе. Ожидается, что он будет окончательно одобрен осенью нынешнего года. Ещё в апреле 2012 г. правительство приняло распоряжение, описывающее основной принцип данных льгот. Напомним, все шельфовые проекты были поделены на четыре категории по уровню сложности – от базового до арктического. Ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) должны составить от 30% (для проектов базового уровня) до 5% (для арктических). При этом компаниям, работающим на шельфе, необходимо получить гарантии неизменности налогового режима в течение 5–15 лет, освобождение от уплаты экспортной пошлины, импортной пошлины и НДС на ввозимое высокотехнологичное оборудование, а также от налогов на имущество и транспорт. Возможно, именно эти меры позволят в перспективе избежать повторения «штокмановского сценария», то есть превращения столь многообещающих шельфовых проектов в «замороженных гигантов». ■

Трудно и страшно, но надо

Несмотря на экономические, технологические и экологические препоны, Россия должна начать освоение своей части Арктики, иначе этим займутся другие



...Нарушение меры опасно даже в добрых делах.
Плутарх

НЕРЕДКО МОЖНО УСЛЫШАТЬ МНЕНИЕ О ТОМ, ЧТО МИРОВЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ЗАПАСЫ РАСПРЕДЕЛЕНЫ «НЕСПРАВЕДЛИВО» – ими владеют лишь «ИЗБРАННЫЕ», от «ДОБРОТЫ» КОТОРЫХ ЗАВИСИТ ВСЕОБЩЕЕ БЛАГОДЕНСТВИЕ. ПРИ ЭТОМ РОССИЯ, ОБЛАДАЮЩАЯ ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ РЕСУРСАМИ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ, КОНТРОЛИРУЕТ И ЛЬВИНУЮ ДОЛЮ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА. КОНЕЧНО, ОСВОЕНИЕ ЭТИХ ПОКРЫТЫХ ЛЬДАМИ ПРОСТОРОВ – ЗАДАЧА НЕЛЁГКАЯ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ МНОГИЕ ВЛИЯТЕЛЬНЫЕ ГОСУДАРСТВА – КАК НЕПОСРЕДСТВЕННО ПРИМЫКАЮЩИЕ К АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ, ТАК И НАХОДЯЩИЕСЯ ОТ НЕЁ НА ДОВОЛЬНО БОЛЬШОМ РАССТОЯНИИ – СЕГОДНЯ ПРЕТЕНДУЮТ НА ТО, ЧТОБЫ ПОЛУЧИТЬ СВОЮ ДОЛЮ «МИРОВОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ДОСТОЯНИЯ». ПОЭТОМУ, ЕСЛИ РОССИЯ НЕ ПРОДЕМОНСТРИРУЕТ ГОТОВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАТЬ БОГАТЕЙШИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КЛАДОВЫЕ, ЕЙ НА СМЕНУ МОГУТ ПРИЙТИ ДРУГИЕ, БОЛЕЕ АКТИВНЫЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛИ. СВОЁ МНЕНИЕ О ТОМ, НАСКОЛЬКО ВЕЛИКА ПОДОБНАЯ УГРОЗА И КАКОВЫ ПЕРСПЕКТИВЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ, ВЫСКАЗЫВАЮТ НА СТРАНИЦАХ НАШЕГО ИЗДАНИЯ АВТОРИТЕТНЫЕ УЧЁНЫЕ И ЭКСПЕРТЫ.

Преждевременные успехи

– По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ, в 2012 г. прирост запасов углеводородов превысил объёмы их добычи: по нефти и конденсату он составил 750 млн т при уровне производства 505 млн т, по газу – 810 млрд м³ против 650 млрд м³. Впрочем, данная тенденция наблюдается с 2006 г. По сравнению с 2009 г. запасы жидких углеводородов увеличились на 21%, газа – на 40%, хотя количество открытых месторождений ежегодно сокращается. Но как долго имеющаяся ресурсная база способна поддерживать достигнутый уровень добычи нефти?

Олег Супруненко, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заместитель директора по научной работе, заведующий отделом нефтегазовости Арктики и Мирового океана ФГУП «ВНИИ-Океангеология им. И. С. Грамберга» (Санкт-Петербург): Этот вопрос не праздный. Ведь всего несколько лет назад, 12 мая 2005 г., на заседании правительства РФ во всеуслышание было заявлено: учитывая выработанность базовых месторождений примерно на 50% и уменьшение в пять раз по сравнению с 1975 г. средних запасов открываемых месторождений, рентабельные ресурсы нефти в стране могут быть исчерпаны к 2015 г.

Этот же вывод был сделан в 2008 г. в документах Минэкономразвития РФ. Но и без подобных мрачных прогнозов уже давно ясно, что после вступления в стадию падающей добычи уникальной Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции для поддержания уровня производства сырья необходимо иметь новый подготовленный крупный регион, сравнимый по масштабу ресурсов с Западной Сибирью. Таких регионов в нашей стране всего два: Восточная Сибирь и континентальный шельф. И хотя углеводородный потенциал первого из них изучен ещё недостаточно, можно констатировать, что Западную Сибирь он заменить не в состоянии. Вспомним хотя бы проблемы с обеспечением заполнения трубопровода Восточная Сибирь – Тихий океан.

С изучением и освоением континентального шельфа страны, этого последнего крупного резерва нефтегазовых ресурсов России, тоже не всё обстоит гладко. Шельф имеет ряд характерных особенностей.

Во-первых, это общий невысокий уровень геолого-геофизической изученности при полном отсутствии глубокого бурения в северных областях Баренцева и Карского морей, в море Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском морях.

Во-вторых, низкая доля запасов категорий А + В + С₁ + С₂ в начальных суммарных ресурсах (по неф-



ти на 1 января 2010 г. – 8,6%) при высоком проценте низших категорий (D1 и особенно D2).

В-третьих, в добыче нефти доля шельфовых месторождений пока ничтожна: в 2009 г. она составила 2,7% от общероссийской. При этом 95% всего производства сырья на шельфе пришлось на сахалинские проекты, реализуемые преимущественно на условиях СРП.

В-четвертых, в наиболее обширном и богатом ресурсами (более 80% от общих шельфовых) арктическом секторе не разрабатывается ни одного из открытых ещё во времена СССР месторождения. А сроки ввода в эксплуатацию наиболее подготовленных из них всё время переносятся.

В-пятых, в условиях высоких рисков арктических проектов и вполне удовлетворительной обеспеченности ресурсами на суше главные (и по сути, единственные) шельфовые недропользователи – «Газпром» и «Роснефть» – не спешат с широкомасштабным выходом в Арктику.

Словом, пока надёжной ресурсной базы углеводородов на континентальном шельфе РФ не создано. Для её формирования необходима реалистичная государственная программа работ на ближайшие 10–15 лет с чётко обозначенными и обязательными к достижению уровнями подготовки запасов и добычи нефти и газа. И первым шагом на этом пути должна стать организация параметрического бурения в малоизученных районах.

Таким образом, без организующей роли государства эффективное освоение континентального шельфа России (прежде всего его арктического сектора) представляется нереальным...

Всё ещё непаханое поле

– В долгосрочной государственной программе изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы РФ континентальный шельф, наряду с Западной и Восточной Сибирью, рассмат-

ривается как главный источник углеводородного сырья на долгосрочную перспективу. Насколько реалистичен такой подход?

Владимир Иванов, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник ФГУП «ВНИИ-Океангеология им. И. С. Грамберга» (Санкт-Петербург): На всей огромной (более 4 млн км²) перспективной площади арктического шельфа с прогнозными ресурсами почти 100 млрд т н. э. пока открыто всего 45 месторождений. Для сравнения – в Северном море их около 150, в Мексиканском заливе – 250. Причина этого, казалось бы, лежит на поверхности – недостаточная геолого-геофизическая изученность. Однако простое наращивание физических объёмов сейсморазведки или бурения вряд ли решит проблему.

Для примера вспомним так называемую Западно-Арктическую нефтегазоносную провинцию, которая официально считается подготовленной к освоению. В акватории Баренцева и Карского морей, южнее 78° с. ш., открыто 13 месторождений нефти и газа, в том числе три уникальных и семь крупных. Этот впечатляющий результат достигнут в 1970–1980-х гг. при минимальных объёмах бурения (всего-то около 80 скважин) за счёт опережающей роли научно-исследовательской составляющей в структуре геологоразведочного процесса. В то же время максимальная результативность бурения была зафиксирована на акваториальном продолжении Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, для которых уже были выявлены базовые закономерности формирования залежей. Однако в дальнейшем, при выходе с бурением на новые региональные объекты (Западно-Баренцевская структурная область со сводом Федьинского, Предновоземельская с мегавалом Адмиралтейства), столь ярких успехов уже не последовало. Одна из причин тому – отсутствие теоретических (геодинамических) моделей развития исследуемых нефтегазоносных бассейнов, что не поз-

волило прогнозировать оптимальный выбор точек заложения скважин.

Все нефтегазоносные комплексы, устанавливаемые пока в недрах шельфов Западной Арктики, носят более древний характер по сравнению с современным Северным Ледовитым океаном. Отсюда вытекает ключевая исследовательская задача – определить влияние (или отсутствие такового) процесса раскрытия океанического бассейна на формирование главных элементов углеводородных систем шельфа: генерации, миграции, аккумуляции. Роль синеокеанического тектогенеза (в частности, кайнозойского апифта литосферы) на завершающей стадии онтогенеза (сохранение или разрушение, ремиграция залежей) очевидна, но детали процесса изучены недостаточно.

Данные вопросы имеют не только познавательное, но и прямое прогнозно-поисковое значение. Информационной базой для их решения могла бы стать переинтерпретация на современном уровне и осмысление с новейших теоретических позиций всей накопленной за 40 лет огромной совокупности разнородных геофизических, буровых и прочих материалов.

А шельф Восточной Арктики, где целенаправленные работы на нефть и газ практически не начинались, и вовсе представляет собой непаханое поле для геологической науки. Между тем, в последние два десятилетия бюджетное финансирование научно-исследовательских работ по нефтегазоносности шельфа остаётся крайне ограниченным.

Отдельного рассмотрения требует проблема технологического перевооружения нефтегазоразведочных работ на шельфе. Упомяну только самые «горячие точки». Так, для мелководных и ледовитых акваторий необходимо строительство специализированных судов с минимальной осадкой и защищённым ото льда корпусом, оснащённых современными системами навигации и позиционирования, штатными геофизическими комплексами и геологоразведочным оборудованием.

В то же время традиционная морская сейсморазведка с плавающими косами, вероятно, приближается к своему технологическому потолку, особенно в ледовых условиях. И путь модернизации здесь лежит



через внедрение систем с донным размещением регистраторов. Это коренным образом повышает детальность сейсмических наблюдений, равно как и их глубинность – появляется возможность изучения нижних этажей нефтегазоносности. Для «донной сейсмики» становятся доступными мелководные и транзитные зоны акваторий. Новейшие модификации сейсморазведки, особенно в сочетании с такими дополнительными видами исследований, как геотермика, газогидрохимическая съёмка и т.д., дают в руки недропользователя материал, существенно снижающий последующие риски.

Для наиболее слабо изученных акваторий (шельф Восточной Арктики) особое значение имеют аэрогеофизические съёмки, выполняемые на современном методическом уровне и в более крупном, чем раньше, масштабе. Сегодняшние технологии комплексной интерпретации данных позволяют с достаточной достоверностью экстраполировать на обширную площадь результаты сейсмических



наблюдений, выполненных по достаточно разоб-
щённым профилям.

Естественно, для активизации освоения шельфа понадобятся и соответствующие изменения в законодательстве. В частности, необходимо расширить список потенциальных недропользователей, обеспечить первооткрывателю право на разработку месторождения и создать существенные льготы, нивелирующие риски поисково-разведочных работ в сложных условиях арктических и дальневосточных морей.

Работы осталось на 165 лет

– **Рачительный хозяин, решая проблемы сегодняшнего дня, всегда думает о будущем, загодя создавая задел – своего рода «подушку безопасности».** Данное качество было в значительной степени присуще руководителям геологоразведочной отрасли Советского Союза. А как с этим обстоят дела сегодня?

Виктория Суслова, кандидат геолого-минералогических наук, заведующая сектором анализа лицензионной деятельности ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И. С. Грамберга» (Санкт-Петербург): Действительно, в своё время министр геологии СССР Александр Сидоренко дал задание выполнить первую количественную оценку нефтегазовых ресурсов континентального шельфа по состоянию на 1 января 1971 г. А ведь это было время, когда в Западной Сибири уже открыли ряд уникальных месторождений (Самотлорское, Уренгойское, Медвежье, Ямбургское и другие), началась добыча (в 1970 г. – 31 млн т нефти и 9 млрд м³ газа) и стало ясно, что нефтегазодобывающая промышленность на десятилетия вперёд получила здесь надёжную сырьевую базу.

Однако долгосрочные интересы развития экономики страны требовали подготовки новых крупных перспективных провинций, и в связи с этим постепенно стали разворачиваться геологоразведочные работы на нефть и газ в Восточной Сибири и на континентальном шельфе. Как показала вышеупомянутая оценка, на шельфе содержатся весьма значительные ресурсы углеводородов, сопоставимые с запасами крупнейших мировых нефтегазоносных провинций. Важнейшим доводом в пользу такого оптимистичного прогноза (до 100 млрд т н. э.) стало «продление» на шельфы Балтийского, Печорского, Карского, Охотского и южных морей нефтегазоносных районов приморских территорий. При этом самую высокую оценку получили осадочные бассейны арктического шельфа, а в качестве наиболее богатых были выделены бассейны Баренцева (вместе с Печорским) и Карского морей.

Для руководства морской геологоразведочной подотраслью в составе Мингео СССР было создано Управление морских работ. А на базе научно-исследовательских институтов и экспедиций организованы Северное и Южное морские научно-производственные объединения (НПО «Севморгео» и «Южморгео»). Начатые этими организациями исследования континентального шельфа включали достаточно широкий комплекс технологий – сейсморазведку методом отражённых волн (МОВ), корреляционным методом преломлённых волн (КМПВ), набортные грави- и магниторазведку, авиадесантную гравиразведку на арктическом шельфе, изучение литологии и геохимии донных отложений. А реализованная в 1970–1980 годы программа параметрического бурения на арктических островах не только создала достаточно надёжную основу для интерпретации геофизических данных, но и ознаменовалась открытием первого месторождения за пределами береговой линии – Песчаноозёрского нефтегазового на о. Колгуев (1982 г.) – и непромышленной залежи нефти на о. Белый (Приамальский шельф, 1984 г.).

В конце 1970-х гг. морские геолого-геофизические исследования на нефть и газ были переданы в ведение Министерства газовой промышленности, где и создали Главное управление морских нефтегазопромысловых и разведочных работ (Главморнефтегаз). Объёмы и виды его деятельности за 1980–1990-е гг. представлены в таблице.

**ТАБЛ.
ВИДЫ И ОБЪЕМЫ ГЕО-
ЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
РАБОТ, ВЫПОЛНЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЯМИ
ГЛАВМОРНЕФТЕГАЗА
ЗА 1980–1990-Е ГГ.**

Море	Сейсморазведка, тыс. пог. км		Количество структур			Бурение, тыс. пог. м	
	региональная	поисковая	*	**	***	На поиски месторождений	На поиски новых залежей
Баренцево	45,9	206,25	17	16	8	6,9	40,4
Карское	18,16	12,04	2	2	2	5,52	–
Берингово	32,04	–	–	–	–	–	–
Охотское + Японское	112,21	110,33	24	18	7	50,78	10,38
Каспийское	39,79	141,93	30	15	8	132,97	426,84
Чёрное + Азовское	11,75	79,38	28	19	10	60,04	19,49
Итого по шельфу (без Балтийского моря)	259,85	549,93	101	70	35	256,21	497,11
* Количество структур, подготовленных к бурению.							
** Количество структур, введенных в бурение.							
*** Количество открытых месторождений.							
И с т о ч н и к: Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ).							

Нетрудно заметить, что в 1980–1990 гг. ежегодно на шельфе отрабатывалось в среднем около 80 тыс. пог. км сейсморазведки (региональной и поисковой), подготавливалось к бурению 10 структур, с целью поиска новых залежей бурилось более 75 тыс. пог. м и открывалось не менее трёх месторождений нефти и газа.

Впечатляющими оказались и удельные приросты запасов на 1 м проходки, составившие в 1985–1990 гг. в Баренцевом море 12984 т н. э., а в Карском море – 23460 т н. э. В Охотском и Японском морях в 1981–1985 гг. они достигали 6398 т, а в 1986–1990 гг. – 3964 т.

Переход на рельсы рыночной экономики дался морской геологоразведочной подотрасли нелегко. Резко снизились объёмы геофизических работ, большая часть буровой техники была сдана в долгосрочную аренду за рубеж. С учётом новых реалий выполнение работ регионального этапа было возложено на организации систем Минприроды РФ и Роснедр за счёт средств федерального бюджета, а поисково-оценочного и разведочного этапов – на недропользователей. Они должны были получать от государства соответствующие лицензии: поисковые (НП), эксплуатационные (НЭ) и на условиях предпринимательского риска (НР). Для координации усилий государства и компаний Минприроды и Минэнерго подготовили в 2003 г. Единую государственную стратегию изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа РФ. Данный документ наметил определяющие положения программ региональных работ и лицензирования недр шельфа на период до 2020 г.

В настоящее время близится к завершению региональное изучение континентального шельфа с использованием сейсморазведки методом отражённых волн – общей глубинной точки (МОВ-ОГТ) в комплексе с набортными гравимагнитными исследованиями. С учётом того, что осуществлявшие эти работы организации (ОАО «МАГЭ», тресты «Севморнефтегеофизика» и «Дальморнефтегеофизика», ФГУНПП «Севморгео» и ГНЦ ФГУП «Южморгеология») в большинстве своём имеют опыт выполнения зарубежных контрактов, технико-технологический уровень регионально-геофизического изучения достаточно высок.

Особо следует упомянуть успешно реализованные проекты по изучению мелководных зон (в том числе покрытых густым камышом мелководий южных морей), что потребовало применения донных сейсмоприёмников и другой нестандартной техники. Значительная часть использованного оборудования – отечественного производства.

При региональных исследованиях проводилась и геохимическая съёмка в различных модификациях. Особенно интересными оказались результаты работ на региональном геотраверсе 4-АР (Карское и Баренцево моря), отработанном ФГУНПП «Севморгео». Там ряд геохимических аномалий совпал с выявленными локальными структурами, перспективными на нефть и газ.

При региональных исследованиях, выполненных «Дальморнефтегеофизикой», в целях научного сопровождения (совместные проекты ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И. С. Грамберга» и ФГУП «Нижевожский НИИ геологии и геофизики») по южным областям Баренцева и Карского морей широко применялось бассейновое моделирование с использованием программного обеспечения французского института нефти Temis.

Недостаточно изученными к настоящему времени остаются акватории российского сектора Чукотского моря и отдельных районов других арктических морей.

Однако главным недостатком работ регионально-геофизического этапа является отсутствие параметрического бурения – на огромных площадях севера Баренцева и Карского морей, в море Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском морях не пробурено ни одной глубокой скважины. Это резко снижает достоверность геологических построений и обоснованность выполняемых количественных оценок ресурсов нефти, газа и конденсата. Строительство одной скважины в арктических морях обходится, по экспертным оценкам, в среднем в 3 млрд рублей. А ежегодные затраты федерального бюджета на морские ГРП составляют около 1 млрд рублей. Поэтому проведение шельфового параметрического бурения за счёт средств федерального бюджета в ближайшее десятилетие маловероятно.

Итак, для континентального шельфа России, главным образом наиболее богатого и обширного арктического сектора, характерны:

- общий низкий уровень геолого-геофизической изученности и отсутствие параметрического бурения в обширных областях севера Баренцева и Карского морей и во всех морях Восточной Арктики (Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском);
- обусловленная вышеприведённым обстоятельством невозможность достоверного выявления районов шельфа с преимущественной или существенной нефтеносностью, наиболее привлекательных для освоения;
- невысокий уровень активности главных морских недропользователей – «Газпрома» и «Роснефти», – из-за чего освоение ресурсов континентального шельфа может затянуться на многие десятилетия (по оценкам Минприроды – до 165 лет).

Более того, в настоящее время у России нет не только утверждённой программы геологического изучения нефтегазоносности континентального шельфа, но и чёткой позиции относительно участия государства и недропользователей в процессе подготовки минерально-сырьевой базы углеводородов.

Если гора не идёт к Магомету...

– По оценкам экспертов, эксплуатация месторождений российского арктического шельфа целесообразна лишь в случае сохранения на достаточно продолжительный период стабильно высоких цен на нефть. Насколько реален такой сценарий?

Дмитрий Александров, кандидат химических наук, начальник отдела аналитических исследований ИГ «УНИВЕР Капитал»: Привлечение всё возрастающих объёмов средств для поддержания текущей добычи и вовлечения в разработку ресурсной базы новых НПГ становится, к сожалению, очевидной неизбежностью. В связи с этим важным шагом стало бы расширение присутствия иностранных партнёров в подобных проектах, особенно на начальной стадии, несущей наибольшую неопределённость с точки зрения возврата вложенных средств. Перераспределение рисков является важнейшей задачей, решение которой позволит избежать нецелесообразных трат.

При этом не стоит забывать, что себестоимость добычи во многих регионах мира растёт и будет расти впредь. Технологическое развитие пока явно не успевает компенсировать темпы ухудшения сырьевой базы. Поэтому наметились перспективы перехода к использованию тяжёлых нефтей.

Естественно, нельзя исключать и устойчивого снижения цен, тем более когда речь идёт о 20-летней перспективе. Но в этом случае можно также прогнозировать постепенное пропорциональное сокращение расходов на ГРП и добычу.

Однако в любом случае главный вопрос не в том, стоит или нет тратить огромные средства на инвестиции в НГК. Он в другом – как именно осуществлять эти инвестиции? Очевидно, что такие суммы, потраченные внутри страны, могут стать реальным драйвером экономического развития за счёт расширения наукоёмких производств, таких как судострое-

ние, металлургия, машиностроение, транспорт, информационные технологии и т. д. Такой сценарий, безусловно, является позитивным и обречённым на успех. Ведь развиваемые технологии будут иметь надёжного потребителя в лице нефтегазового сектора, продукция которого имеет гарантированный сбыт. Если же гигантские суммы будут потрачены на привлечение сторонних подрядчиков и закупку оборудования внешних производителей, то мы действительно рискуем ограничиться лишь простым циклом разведки и добычи...

Более чутко относиться к матушке-природе

– Ответы на какие основные вызовы, связанные с освоением шельфа, предстоит найти России?

Евгений ВЕЛИХОВ, академик РАН, президент Российского научного центра «Курчатовский институт»: Не вдаваясь в детали, стоит констатировать: последняя из провинций, способных поддержать в перспективе уровень нефтегазодобычи в стране, – это Арктика. Точнее – её шельф. Его освоение очень важно для экономики России, поскольку станет основным источником поступлений как финансовых средств, так и инноваций.

В наши дни принято повторять: инновации, инновации, инновации. Произносятся и другие громкие слова, но мало кто задумывается над тем, что инновации ради инноваций – это полный абсурд. Их «складирование» без конкретного применения ни к чему хорошему не приведёт. В качестве примера их практического значения можно привести деятельность легендарной фирмы братьев Нобель, авторов просто невероятного количества инноваций!

Важно понять один момент: Арктика, её шельф – широкое поле для реальных инновационных и модернизационных процессов, общего развития отечественной экономики...

Нельзя забывать и о стратегическом планировании. Освоение шельфовых запасов должно осуществляться параллельно с развитием отечественной промышленности, науки и т. д. Как это организовать – вопрос вопросов. Но ни для кого не секрет, что самые продвинутые научные исследования обеспечивает ТЭК. Вместе с тем я уверен: выходить на арктический шельф с «недоделанными» технологиями – очень опасно. Это чревато авариями и прочими негативными последствиями.

Программа освоения шельфа Арктики должна содержать не просто клаузулу по отдаче запасов западным компаниям. Они приходят работать к нам ради одного – сорвать солидный куш. Все же остальные аспекты, включая экологический, – дело десятое... Но подобная тактика для нас неприемлема: в таком случае что мы оставим своим детям и внукам?! Словом, нам нужна стратегия, которая объединяла бы технологии и науку, социально-экономические и экологические аспекты освоения Арктики.

Средства массовой информации много пишут о позитивных и негативных последствиях таяния льдов. Пишут, что, с одной стороны, это откроет новые перспективы для добычи углеводородов. С другой стороны, наращивание объёмов использования

нефти и газа приведёт к дальнейшему потеплению климата, а значит, и к ещё большему таянию льдов. Как мне кажется, всё будет зависеть от конкретных действий государств. В частности от того, будут ли соблюдаться согласованные лимиты выбросов CO₂ в атмосферу. Но надо относиться к данному делу серьёзно, а не превращать его в новый вид бизнеса за счёт купли-продажи упомянутых лимитов.

Хотя мы, по большому счёту, так и не знаем, из-за чего происходят изменения в Арктике. Все говорят: выбросы, выбросы... Но только ли они? При этом не учитываются остальные побочные процессы, происходящие на Земле под влиянием цивилизации. Ведь таяние льдов – это, скорее, не признак потепления, а один из симптомов грядущего похолодания земной поверхности. Примерно такую последовательность как раз и изобразил голливудский режиссер Роланд Эммерих в своем фильме-катастрофе «Послезавтра». Поэтому нужен серьёзный научный анализ происходящего, позволяющий сделать правильные выводы. Но всё это не должно мешать человеческой деятельности в Арктике, просто надо более чутко относиться к матушке-природе...

У Европы – капитал, у России – ресурсы

– На реализацию шельфовых проектов, безусловно, сильно влияет общая ситуация в мировой энергетике. А она, учитывая мировой финансовый кризис, весьма непростая. Каким образом в связи с этим можно обеспечить эффективность и безопасность функционирования нефтяной и газовой отраслей?

Павел Олехнович, председатель правления нефтяного холдинга Grupa LOTOS SA (Гданьск, Польша): У нашей компании имеется богатый опыт в сфере обеспечения регулярных поставок нефти. В основном мы осуществляем их по трубопроводам, но можем использовать и морской транспорт. Уверен, что наши знания и наши людские ресурсы могут быть использованы в процессе интеграции европейской энергетике.

Безопасности нефтегазовых поставок способствует правильная инвестиционная политика. Страны Евросоюза ежегодно потребляют свыше 750 млн т «чёрного золота», а Россия, в свою очередь, нуждается в новых инвестициях. И такая потребность будет только расти. Проще говоря, у Европы есть капитал и эксперты, а у России – углеводородные ресурсы. Можно было бы их объединить для общей пользы.

Мировой финансовый кризис значительно снизил на рынке спрос нефти и газа, поскольку мировая экономика сбросила обороты. Падение цен на углеводороды привело к тому, что у многих стран-производителей данного сырья появились серьёзные бюджетные проблемы. В результате был принят целый ряд решений, направленных на экономию средств. Следствием этого стало сокращение объёма инвестиций в сырьевые сектора, прежде всего в нефтяную и газовую отрасли, что может привести не только к падению темпов роста, но и к уменьшению добычи в некоторых регионах. Таким образом, круг замыкается: преодоление кризиса требует экономического

роста, а он тормозится нестабильным уровнем цен на топливо, вызванным этим самым кризисом.

Кроме того, в последнее время нередко возникают конфликтные ситуации, связанные с энергообеспечением, особенно это касается транспортировки нефти и газа. А ведь эти самые конфликты можно было бы обратить в... сотрудничество. И не только государств, но и специалистов и экспертов многих областей, в том числе и менеджеров нефтегазового сектора. Их знания и многолетний опыт, которые можно и нужно использовать, являются бесценными при разрешении любых проблем. Ключевую роль здесь, безусловно, могла бы сыграть объединённая Европа. Это для нее – уникальный шанс наладить надёжные связи с другими странами, и прежде всего с Россией...

Арктика – знаковая зона геополитики

– Освоение арктических просторов, видимо, должно осуществляться на основе широкого международного сотрудничества. Есть ли реальные предпосылки для его налаживания?

Юлдуз Халиуллин, кандидат экономических наук, помощник директора Института океанологии им. П. П. Ширшова РАН: Мировое сообщество фактически готово приступить к освоению и дежуре богатейших ресурсов Арктики. Но, кроме явно популистского лозунга «Арктика – наше все», у него, по большому счёту, за душой пока ничего нет. До сих пор не сформирован эффективный и полноценный менеджмент – как на национальном, так и на международном уровнях. Об этом не так давно сожалел управляющий директор по охране морской природы (США) Билл Эйхенбаум. Если в самом ближайшем будущем нам не удастся создать систему глобального менеджмента, то Арктику ожидают далеко не лучшие времена, констатировал он.

Как известно, в международной практике под Арктикой понимают часть земного шара, центром которой является Северный географический полюс, а окраинной границей считается Северный полярный круг. В отличие от Антарктики и Южного полюса, всеобъемлющего международного соглашения, регулирующего статус Арктической зоны, не существует. Фрагментарно правовой режим Арктики определяется национальными законодательствами арктических стран и положениями Международной морской конвенции от 1982 г.

Очевидно, что без создания мощного консорциума ведущих российских нефтегазовых компаний с участием государственных структур бессмысленно вести какой-либо диалог об освоении богатейших месторождений углеводородного сырья континентального шельфа, не говоря уже о разработке морских склонов, находящихся на глубине 3–4 км.

Геополитические инициативы нашей страны относительно Арктики слабо воспринимаются международным сообществом. Причина этого – на поверхности. Европейский союз с некоторых пор открыто претендует на второе место после Соединённых Штатов в неофициальной иерархии мировых держав. США и ЕС не прочь вытолкнуть Россию и Китай со второго уровня иерархии на третий, ближе к таким

региональным центрам, как Япония и Индия в Азии или Бразилия на Американском континенте. Арктика в этих условиях становится как раз знаковой зоной, и поэтому надо решать стоящие перед нами в данном регионе задачи.

Рисками можно и нужно управлять

– Изучение и освоение углеводородных запасов шельфа является одним из наиболее опасных видов человеческой деятельности. В среднем на морских объектах добычи и транспортировки углеводородов ежегодно происходит около 420 предаварийных ситуаций. Причинами их возникновения являются: проектные ошибки и отказы технических систем (50%), экстремальные природные явления (30%), навигационные происшествия (15%), террористические акты, действия военно-морских сил и т. д. (5%). Как улучшить эту печальную статистику?

Андрей Овсянников, кандидат технических наук, руководитель работ по созданию комплексной системы безопасности работ на шельфе ФГУП «ВНИИ-Океангеология им. И. С. Грамберга» (Санкт-Петербург): Ошибочный или неполный учёт рисков возникновения аварий приводит к значительным экономическим потерям. Например, отсутствие анализа рисков прогибания дна, вызванного интенсивной откачкой флюидов на месторождении Ekofisk в Северном море, стало причиной возникновения в 1987 г. предаварийной ситуации. Потребовалось привлечение 72 организаций из 10 стран для подъёма домкратами эксплуатационных платформ и закачки сухого газа. Стоимость работ составила более 350 млн долларов, не считая потерь, вызванных нарушением режимов добычи.

Освоение месторождений на континентальном шельфе России сопряжено с куда более высоким уровнем рисков по сравнению с шельфами других морей. Это обусловлено следующими факторами:

- отсутствием практического опыта эксплуатации морских месторождений в Арктике;
- недостаточностью данных для обоснования статистических оценок и исследования аналогий;
- особенностями природно-климатических условий континентального шельфа РФ, в частности – угрозами выхода в районы работ ледяных образований, в том числе айсбергов массой до 1 млн т.

Потепление климата в Арктике в среднесрочной перспективе приведёт к сокращению ледового баланса на островах арктических архипелагов и, как следствие, к увеличению количества выходов айсбергов в центральную часть Баренцева моря. Так, в 2003 г. 40 айсбергов были зафиксированы в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения. В результате возникли тяжёлые и даже катастрофические риски, связанные с возможностью столкновения айсбергов с добывающими комплексами. Это может привести к повреждениям и утрате дорогостоящего оборудования и сооружений, значительному загрязнению окружающей среды, нанесению экономического ущерба третьим лицам. Управление такими рисками требует разработки стратегии и тактики



действий целой группы заинтересованных сторон (инвесторов, проектировщиков, строителей, операторов).

В настоящее время в России отсутствуют регламенты, определяющие требования к мониторингу опасных ледовых объектов, а также к организации аварийно-спасательных дежурств в условиях айсберговой опасности, включая подготовку специализированных экипажей судов для осуществления буксировки айсбергов. Единственным в мире объектом, безопасность которого регулируется подобными регламентами, является открытое в 1979 г. нефтяное месторождение Хайберния (Hibernia), расположенное на востоке от острова Ньюфаундленд в Канаде. Для его разработки была построена самая крупная на сегодняшний день платформа в мире.

По поручению правительства РФ Минприроды в 2005 г. разработало проект Государственной стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала

континентального шельфа. В ходе его обсуждения на заседании правительства 12 мая 2005 г. было отмечено, что специфика и экстремальные природно-климатические условия шельфов арктических морей требуют создания комплексной системы безопасности (КСБ), обеспечивающей снижение рисков и готовность сил и средств к действиям в чрезвычайных ситуациях.

В основе безопасности техногенного объекта лежат оперативность, достаточность и достоверность информации о состоянии природной среды, наличии и предпосылках к развитию опасных явлений. Для своевременной регистрации упомянутых предпосылок, их моделирования, а также для информационной поддержки принятия управленческих решений требуется наладить информационный обмен между объектовыми элементами и ведомственными подсистемами, что, в свою очередь, делает необходимым создание и информационно-аналитической системы, и соответствующего информационно-аналитического центра.

Начиная с 2008 г. ведутся работы по созданию такой информационно-аналитической системы (ИАС) с использованием ГИС-технологий. Её задачами являются обобщение, систематизация и аналитическая обработка потоков разнородной информации, поступающей в результате государственного мониторинга геологической среды шельфа и водных объектов.

Функционирование ИАС должно строиться на основе информационно-аналитических центров (ИАЦ). Они призваны обеспечивать уполномоченные органы государственной власти доступной (то есть не требующей специальных знаний) информацией о состоянии окружающей среды. Кроме того, они будут составлять кратко- и среднесрочные прогнозы развития опасных процессов и явлений с целью информационной поддержки принятия управленческих решений и информирования природопользователей о предпосылках возникновения нештатных и аварийных ситуаций.

Первым этапом создания системы является составление базы данных геоэкологических паспортов участков континентального шельфа, на которых планируется и осуществляется добыча и транспортировка минерально-сырьевых ресурсов. Геоэкологический паспорт представляет собой геоинформационную систему ландшафтно-геохимического типа. Он должен содержать информацию о состоянии природной среды до начала техногенного воздействия и отражать наиболее уязвимые элементы экосистем, а также потенциально опасные природные явления. В дальнейшем, по итогам оперативной обработки результатов регионального и локального мониторинга, в нём будут отражаться изменения состояния природной среды. На их основании можно выявлять тенденции к негативному воздействию и признаки развития опасных явлений. Сопоставление результатов анализа текущего состояния с прогнозными характеристиками позволит вносить коррективы в планы эксплуатации морских объектов.

Содержащаяся в базе данных информация должна использоваться при составлении планов реагирования специализированных подразделений МЧС с

учётом специфики природных процессов и явлений в различных акваториях.

В 2008 г. разработано положение о геоэкологическом паспорте как средстве хранения и отображения информации о состоянии природной среды на отдельных участках континентального шельфа. Создание упомянутых паспортов и формирование банка данных, а также накопление информации о наиболее эффективных методах, применявшихся для локализации разливов, позволят создать информационно-аналитическую систему. На начальном этапе она будет функционировать в информационно-справочном режиме, по мере развития перейдёт в информационно-советующий режим, а в будущем может начать работать в информационно-управляющем. То есть ей будут переданы некоторые функции по предотвращению и локализации аварийных ситуаций.

В то же время, как показывает накопленный опыт, экологические последствия крупных аварий при морской добыче и транспортировке углеводородов не признают границ территориальных вод и экономических зон. В конечном итоге ликвидация последствий крупных аварийных разливов нефти становится предметом международного взаимодействия. Создание КСБ позволит организовать на первом этапе информационное взаимодействие с аналогичными зарубежными системами в части анализа предпосылок к развитию аварийных ситуаций и принятия оптимальных решений по их локализации. А в дальнейшем она сформирует условия для организационного взаимодействия сил и средств по ликвидации чрезвычайных ситуаций...

Чёрным по белому

– Ни у кого не вызывает сомнений, что риски техногенных аварий резко возрастут при освоении такой экстремальной среды, как арктический шельф. Насколько велика и прогнозируема данная угроза?

Сергей Голубчиков, кандидат географических наук, доцент академии «Международный независимый эколого-политологический университет» (МНЭПУ): В основном опасность загрязнения гидросферы Арктики сводится к усилению риска разливов нефти при авариях трубопроводов (особенно в связи с таянием мерзлоты в условиях глобального потепления), а также при морской транспортировке сырья и обустройстве месторождений. Следует отметить, что в арктических условиях объём разлившейся нефти может превысить операционные лимиты существующих технологий ликвидации таких разливов, что повышает риск катастрофических аварий. В то же время арктический лёд, в том числе припайный, в ряде случаев является хорошим боновым заграждением для разлившейся нефти, что может снижать размер загрязнённой акватории.

Вместе с тем лёд Печорского моря в возрасте одного года на протяжении девяти месяцев имеет толщину более 1,5 м. А торосы, достигающие 3,5 м в высоту, могут представлять серьёзную опасность даже для танкеров ледового класса. К тому же их у России пока раз-два и обчёлся. Как нет у неё и технологий

для глубокого (свыше 2 км) морского бурения, коими обладают США, Япония и Южная Корея.

Замедленность биохимических процессов в арктических условиях, предопределяющая низкую способность речных вод к самоочищению, слабая минерализация (50–200 мг/л) и преимущественно нейтральная реакция (pH=6,8–7,2) определяют недостаточную устойчивость водных объектов к различным загрязнителям.

Усиливает опасность разливов нефти при транспортировке высокая изношенность трубопроводной инфраструктуры (до 65%), а также тот факт, что доля потенциально аварийных промышленных объектов превышает 25% от их общего числа. Только на нефтепроводах Западной Сибири ежегодно фиксируется 300 аварий с выбросами более 10 тыс. т нефти при каждой. Ежегодно в Тюменской области разливается свыше 10 млн т нефти.

Ежегодный речной вынос нефтепродуктов в Белое море превышает 5 тыс. т, в Баренцево – 10 тыс. т. Объём выноса сточных вод в Мурманской области составляет 307 млн м³ в год, в Норильском промышленном регионе – 44 млн м³. Особенно загрязнены крупные реки Арктики – в водах Оби наблюдается превышение предельно допустимой концентрации по нефти (до 7 ПДК) и аммонийному азоту (более 2), в Енисее – по нефти (8 ПДК), Индигирке – по фенолу (40).

Значительная часть загрязнителей оседает в устьях рек, накапливаясь в донных отложениях. Это представляет серьёзную опасность для рыб. Так, донные отложения в зимовальных ямах осетра в Обской губе на 10% состоят из тяжёлых фракций нефти.

Но аварийными в условиях Арктики становятся как изношенные, так и только что построенные трубопроводы, уложенные в неподготовленные траншеи по составленным наспех проектам без должных геокриологических исследований. Именно так случилось с нефтепроводом ВСТО: 19 января 2010 г. в 30 км от г. Ленска во время работ по устранению дефекта произошёл разлив нефти объёмом 450 м³. А 3 февраля в Сквородинском районе Амурской области случилась очередная авария с разливом нефти (во время выемки грунтов экскаватор зацепил трубу) и попаданием её в реку Большой Невер (приток Амура). Хорошо, что обе аварии произошли зимой: нефть была вязкой и глубоко в почву сквозь снег не прошла.

Особенно опасны разливы нефти в арктических условиях (движущиеся льды, низкие температуры, сильные ветра, шторма, высокая ранимость экосистем и т. д.). Это подтверждает авария с танкером *Exxon Valdez*, происшедшая в марте 1989 г. у берегов Аляски (залив Принца Уильяма). Судно со 140 тыс. т нефти вышло из порта Вализ (конечный пункт Трансальскинского нефтепровода) и в 23 милях от порта наскочило на риф. В море вылилось 40 тыс. т нефти, которая покрыла 40 тыс. км² акватории. В результате было загрязнено побережье на протяжении 2,4 тыс. км.

Вследствие этой аварии погибли более 35 тыс. водоплавающих птиц, был нанесён огромный ущерб рыболовству. Для очистки моря и берегов применялись самые разнообразные средства – от подаваемой под давлением горячей воды и боновых заграждений до нефтепоглощающих бактерий, фосфатных и азот-

ных порошков, которые сами по себе являются не меньшим источником загрязнений, чем нефть...

Шельф не поможет слезть с нефтяной иглы

– А есть ли у России внятная экологическая политика, которая обязана гарантировать безопасность освоения столь сложного региона, как Арктика?

Владимир Чупров, руководитель энергетического проекта Greenpeace в России: Политика российского правительства в «своей» части Арктики или в Арктике вообще очень проста – использование имеющихся там углеводородов для решения энергетических задач. Иначе говоря, разбуривание шельфа для получения нефти и газа. Плохо это или хорошо? С нашей точки зрения, это – однозначно стратегическая ошибка, порождающая целый ряд негативных моментов.

Первый из них – данный процесс стоит огромных денег. Он оттянет колоссальные трудовые и научные ресурсы, производственные мощности на создание инфраструктуры.

Второй – это высокие риски. Причём условия нефте- и газодобычи здесь куда сложнее, чем в Северной Америке. Данный фактор может свести на нет всю прибыль, которая будет здесь получена.

Наконец, третий момент – геополитический. Наша страна политически, ментально, мировоззренчески останется прежней. Проще говоря, мы не слезем с нефтегазовой иглы в ближайшие 20–30 лет. То есть и Минэнерго, и Минэкономразвития, и правительство в целом, равно как и всё высшее руководство страны, будут решать исключительно одну задачу – как удержать добычу нефти за счёт освоения новых месторождений, в первую очередь арктических. Зачем говорить об инновациях или модернизации, если в соответствии с Энергетической стратегией на период до 2030 года предполагается ежегодно вкладывать в ТЭК почти 100 млрд долларов. В основном – в Ямал, Штокман, Камчатку. В разработку и добычу нефти и газа, в прокладку нефте- и газопроводов к границам для последующей продажи на Запад и Восток заполняющего их сырья...

Для сравнения: инвестиции в возобновляемую энергетику в 15 раз меньше, а в энергоэффективность – в 10 раз. Причём все эти средства предполагается инвестировать лишь после 2020 г. Таким образом, в ближайшие 10 лет качественно мы будем жить в той же самой стране, которая досталась нам после развала Советского Союза.

Безусловно, с освоением Арктики возникают и совершенно новые проблемы – экологического, социального и иного свойства... Владимир Путин подтвердил данный факт, заявив, что современная Арктика – это десятки миллионов брошенных бочек, которые нужно бы убрать, но никто не хочет этого делать. Это замаскированные территории, затопленные реакторы от подводных лодок, это, наконец, радиоактивное загрязнение. То есть налицо вся совокупность современных проблем и отсутствие технологий, которые бы позволили исключить возникающие из-за этого риски...

Теперь о таянии льдов. Как уже установлено, с одной стороны, их кромка будет отодвигаться. С другой стороны, количество айсбергов, которые будут откалываться от Гренландии, увеличится. Этот фак-

тор риска перебивает все остальные минусы и плюсы – он может оказаться ключевым. Но его при принятии решений, к сожалению, не учитывают. Поэтому общая ситуация будет только усугубляться: страна продолжит нефтегазовую экспансию, которая в итоге приведёт к увеличению эмиссии парниковых газов, а значит, и к дальнейшему потеплению Арктики. Круг, как говорится, замыкается...

Арктике нужна рамочная конвенция

– В новых климатических условиях арктическому региону будет необходим новый правовой режим, который обеспечит сохранение уникальной природы. Каковы его возможные параметры?

Гури Керулф Франдсен, руководитель информационной службы WWF Дании: В Арктике климатические изменения происходят гораздо быстрее, чем на планете в целом. Так, если температура на Земле в среднем поднималась на 0,7 °C, то в арктической зоне этот показатель составляет уже 1,5 °C. В результате у нас на глазах происходит беспрецедентное изменение экосистемы – каждое десятилетие в Арктике исчезает до 10% ледяного покрова, что создаёт прямую угрозу морским млекопитающим и рыбным ресурсам.

Таяние арктического льда открывает новые перспективы для судоходства, добычи углеводородов и развития торговли в этой, ранее почти недоступной части земного шара. Однако происходящие в регионе изменения будут иметь глобальные экологические и экономические последствия. Например, более четверти рыбы, потребляемой в Европе, доставляется из арктического региона, но до сих пор не существует эффективных правил регулирования рыболовства в новых промысловых зонах, появившихся в результате глобального потепления. Кроме того, в Арктике отсутствуют как режим, так и инфраструктура для ликвидации последствий разливов нефти в ледовых условиях.

В то же время правовой режим Арктики сложился задолго до принятия в 1982 г. Конвенции ООН по морскому праву. На протяжении веков деятельность в этом регионе регулировалась национальными законодательствами арктических государств, в том числе и природоохранными. Однако в новых условиях нужна разработка единых экологических стандартов ведения хозяйственной деятельности, а также создание механизмов предотвращения и ликвидации возможных техногенных катастроф. Разумеется, все эти задачи должны решаться не в ущерб переговорам о национальной принадлежности арктического континентального шельфа.

Ни в коем случае не хотелось бы быть втянутыми в территориальные диспуты и конфликты интересов. Но мы абсолютно уверены, что в первую очередь необходимо обеспечить защиту природных ресурсов, а уже затем говорить об экономических интересах тех или иных государств. Следует принять рамочную конвенцию, которая будет совместима с обязательствами, взятыми на себя всеми арктическими странами в рамках действующих международно-правовых инструментов, прежде всего Конвенции по морскому праву. В этом документе должны быть оговорены основные принципы управления в Арктике, придерживаясь которых можно было бы обеспечить устойчи-

вость экосистемы в условиях глобального потепления и возрастания роли человеческого фактора...

Россия – не технологический изгой

– Есть в арсенале российской науки реальные технологии, позволяющие обеспечить ликвидацию разливов нефти в арктических условиях?

Вячеслав Максимов, профессор, доктор технических наук, заместитель директора по научной работе Института проблем нефти и газа РАН: Существуют разнообразные механические, химические и биологические методы очистки морей и морских водоёмов от нефти. Первые из них не всегда эффективны, а иногда даже могут нанести вред морской биоте. Существует множество различных адсорбентов на углеродной и углеводородной основе, а также коагулянты. Среди них можно было бы выбрать наиболее эффективные.

Россия никогда не уклонялась от помощи другим государствам при любых авариях и катастрофах, было бы только желание противоположной стороны. И здесь нам есть что предложить. В частности, эффективные технологии очистки водной среды от нефти путём разведения на месте разлива вида бактерий, съедающих углеводородные соединения.

Существует целый ряд таких технологий микробиологической направленности, основанных на использовании отдельных штаммов или микроорганизмов. Причём наиболее эффективен метод, не имеющий аналогов в мировой практике, – «Биотемпоскрин». Он был разработан в нашем институте под руководством доктора наук Дмитрия Каушанского. Этот реагент нетоксичен, а образуемый продукт взаимодействия с нефтью включается в пищевую цепочку биоценоза морей и океанов, то есть он экологически чист. В производстве «Биотемпоскрина» применяются 14 штаммов микроорганизмов, выделенных из природных морских водоёмов и не являющихся патогенными. Штаммы наносятся на специальные матрицы, использующие реагент «Темпоскрин» и специальный катализатор. Нарращивание биомассы производится в ферментерах и там же осуществляется внедрение микроорганизмов и ферментов в матрицу. Реагент «Биотемпоскрин» может поставляться в жидкой форме (изготовление на месте применения) или в виде порошкообразного продукта, который можно транспортировать. Данная технология уже прошла промышленную апробацию.

Вместе с тем я ни в коем случае не стал бы считать отечественный ТЭК таким «технологическим изгоем», где только и жди катастроф или аварий. Нет, в России ныне разрабатываются и уже имеются технологии нефтедобычи на шельфе. В частности, именно у нас впервые начато сооружение двух крупногабаритных платформ для освоения Штокмановского месторождения (сейчас они переброшены на шельф Сахалина. – Ред.), способных производить бурение скважин на глубине до 7,5 тыс. м.

Мне представляется, что разработка месторождений континентального шельфа будет продолжаться одновременно с совершенствованием нормативных документов по обеспечению безопасности, что, конечно, потребует дальнейших научных исследований и внедрения более современных технических новшеств. ■



НПП «ГЕРДА» предлагает:

Оборудование пенного пожаротушения, пенообразователь

Переносные уровнемеры и пробоборборники

Сигнализаторы пожара и загазованности

Комплектующие для трубопроводов

Транспортное средство ГЕРДАКАР

Оборудование для эстакад налива

Быстровозводимые помещения

Соединительные коробки (Ех)

Кабель и комплектующие

КАБЕЛЬНАЯ СИСТЕМА «ГЕРДА»

закрывает основную потребность в электрических и оптических кабелях на объектах нефтегазового комплекса и в других отраслях

- **КВИП** (Кабель «Витая Пара») – кабель скоростной передачи данных, цифровых сетей промышленной автоматизации, интер-фейсный кабель
- **КУИН** (Кабель Универсальный ИНструментальный) – современный контрольный кабель, кабель сигнально-блокировочный, монтажный, управления
- **КУСИЛ** (Кабель Универсальный СИЛовой) – силовой кабель, соответствующий требованиям нового ГОСТ Р 53769–2010, кабель освещения
- **ТЕРК** (ТЕРмозлектродный Кабель) – универсальный компенсационный кабель для подключения термопар
- **ГЕРДА-КСд** (Кабель Судовой) – универсальный кабель морского и речного применения, для морских платформ и т.п.
- **ГЕРДА-КОУ** (Кабель Оптический Универсальный) – универсальный волоконно-оптический кабель

Кабели пониженной пожароопасности для предприятий нефтегазового комплекса, судов и морских платформ

В последнее время номенклатура отечественных кабелей заметно расширилась, что, с одной стороны, связано с появлением новых требований к данной продукции, а с другой – с развитием технологий и материалов, позволяющих оптимальным образом удовлетворить эти требования с учётом тех или иных условий применения.



Кабельные сети на кораблях и офшорных платформах, как известно, должны иметь повышенную надёжность, долговечность и безопасность. Заводом «Донкабель» специально для таких объектов выпускается ряд марок кабеля – универсальные судовые кабели ГЕРДА-КСдПс, ГЕРДА-КСдП, ГЕРДА-КСдТ TV 3586–009–76960731–2007.

Все кабели ГЕРДА-КС выпускаются в исполнении «НГ» (не распространяют горение). ГЕРДА-КСдПс изготавливаются из ПВХ композиции пониженной пожароопасности и низкого уровня дымо- и газовыделения «LS», а изоляция – из сшитого полиолефина, поэтому кабели рекомендуется использовать в качестве «витой пары» с улучшенными частотными характеристиками. Изоляция и оболочка кабелей ГЕРДА-КСдП не содержат галогенов («HF»), а ГЕРДА-КСдТ имеют оболочку и изоляцию из термопластичных эластомеров, поэтому обладают повышенной гибкостью и расширенным диапазоном рабочих температур. Кабели марок ГЕРДА-КСдПс и ГЕРДА-КСдП выпускаются с медными многопроволочными жилами 4-го, а марки ГЕРДА-КСдТ – 5-го класса. Их производят общей или парной скруткой («витая пара» с шагом скрутки 60 мм); жилы (пары) могут иметь отдельный экран (без общего), или общий экран в виде оплётки из медных проволок, или быть вообще без экрана. Под наружной оболочкой используется водоблокирующая лента для предотвращения продольного распространения влаги.

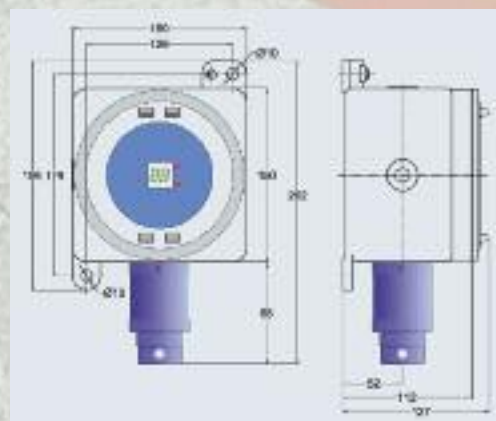
Все кабели могут выпускаться в огнестойком исполнении «FR», токопроводящая жила под изоляцией имеет стеклослюдосодержащую обмотку. Кабель не менее 90 минут сохраняет работоспособность в условиях воздействия открытого пламени и температуры до +780 °С. В случае пожара это помогает избежать аварийного отключения напряжения (например, в цепях систем пожарной сигнализации, аварийного освещения, дымоудаления, в цепях питания пожарных насосов, лифтов и т. д.)

Универсальный датчик загазованности

«Интеллектуальный» инфракрасный датчик загазованности ДЗУ-ГЕРДА может быть откалиброван по любому из 126 углеводородных газов или углекислому газу, обеспечивает надёж-

ное срабатывание и защиту от помех в широком температурном диапазоне (–55... +75 °С) и легко интегрируется в любую систему управления за счёт унифицированного выходного сигнала. Прибор имеет автоматический режим самодиагностики, индикаторы уровня загазованности и порогов сигнализации, а также удобный режим проведения сервисных работ с использованием магнитного ключа.

Корпус датчика ДЗУ-ГЕРДА выполнен из алюминиевого сплава и имеет взрывозащищённое исполнение. На корпусе есть окошко, в котором на цифровом индикаторе отображается текущее значение уровня загазованности, а на световых индикаторах фиксируется превышение заданных уровней концентрации газовых смесей. На боковых сторонах располагается один или два кабельных ввода и блок сенсора. Газ из окружающей атмосферы поступает в измерительную кювету сенсора за счёт свободной диффузии. Пористый керамический фильтр сенсора препятствует попаданию загрязняющих веществ в оптическую систему.



Датчик ДЗУ-ГЕРДА выполняет следующие функции:

- при включении выполняет программу стартовой диагностики;
- производит измерение уровня загазованности в реальном масштабе времени;
- выполняет контроль достоверности результатов измерения;
- обеспечивает возможность калибровки и градуировки, а также аварийного отключения при помощи магнитного ключа (не требуется вскрытие корпуса), что позволяет проводить сервисные работы непосредственно во взрывоопасной зоне;
- сохраняет в энергонезависимой памяти данные калибровки, пороговые значения концентрации газа, а также протокол событий;
- периодически выполняет программу самодиагностики, при фиксировании отказа выдаёт соответствующее сообщение;
- передаёт на систему «верхнего уровня» результаты измерений, сообщения об ошибках и о превышении пороговых уровней концентрации газа по цифровому или аналоговому интерфейсу (4–20 мА, RS-485 или релейный выход);
- обеспечивает возможность подключения исполнительных устройств автоматики и сигнализации непосредственно к датчику (в исполнении с релейным выходом).

Данный прибор может поставляться как отдельно, так и в составе Интегрированной системы безопасности ИСБ-ГЕРДА-01, которая способна также комплектоваться подсистемой контроля уровней загазованности СКЗ-12-Ex-01 и/или инфракрасными извещателями пламени ИП 330-ГЕРДА.



Россия, 125480, Москва,
ул. Вилиса Лациса, д. 17, стр. 1
Тел./Факс: +7 (495) 755-88-45 (многоканальный)
Факс: +7 (495) 755-88-46
e-mail: info@gerda.ru, <http://www.gerda.ru>

Шельф ждёт перемен

Перспективы разведки и добычи углеводородов мирового и российского шельфов в аналитическом обзоре «ЛУКОЙЛа» «Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 года»

Для ряда мировых нефтяных мэйджоров давно стало традицией периодически делать достоянием общественности собственные исследования и прогнозы развития нефтегазовой отрасли. В этом году впервые российская компания «ЛУКОЙЛ» также представила широкой публике собственную оценку мировых тенденций развития нефтегазовых рынков. Команда аналитиков одного из российских лидеров регулярно проводит исследования в данном направлении. Прежде подобный обзор готовился исключительно в целях актуализации стратегии развития и формирования инвестиционной программы «ЛУКОЙЛа». Сегодня в актуализации стратегии развития, по мнению аналитиков компании, объективно нуждается и вся российская нефтегазовая промышленность. В опубликованном обзоре мировых тенденций особое внимание уделяется анализу насущных проблем нефтегазовой отрасли России. В числе основных «вызовов» для страны – естественное падение уже в ближайшие годы добычи на старых месторождениях, полноценно компенсировать которое способен комплекс мер, главным образом связанный с масштабным применением новых технологий. Для России в нынешних условиях один из ключевых «ресурсов роста» – это активизация разведки и добычи углеводородов на шельфе, требующих применения уникальных знаний и технологий.

В центре внимания – глубоководный шельф

Мировые тенденции таковы, что по мере истощения традиционных запасов нефти на суше ресурсы шельфа играют все более заметную роль в обеспечении растущего потребления. И если на суше уже не ожидается открытия новых гигантских месторождений, то перспективы шельфа в этом отношении весьма многообещающи. По оценкам ученых, только доказанные мировые запасы нефти на шельфе составляют 280 млрд баррелей.

В последние годы большинство открытий на суше приходится на мелкие и средние месторождения. «За последние 20 лет количество крупных открытий на шельфе превысило число крупных открытий на суше, а добыча на морских месторождениях достигает почти 30% от общемировой», – подчёркивается в аналитическом обзоре «ЛУКОЙЛа».

«С развитием технологий увеличивается и глубина осваиваемых шельфовых месторождений. Современные технологии позволяют бурить даже на глубинах, превышающих 3000 м. Около 27% шельфо-

вой добычи сейчас приходится на глубоководье, и её доля продолжит расти», – говорится в обзоре.

Авария на платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе заставила многие компании пересмотреть свои подходы к обеспечению безопасности при бурении на шельфе. В результате дополнительные меры по предотвращению нештатных ситуаций естественным образом ведут к увеличению себестоимости морской добычи углеводородов. Высокая налоговая нагрузка в отдельных странах, таких как Ангола и Нигерия, также способствует росту затрат на освоение глубоководья.

Реализация сложных шельфовых проектов предполагает огромные финансовые затраты. Вместе с тем, высокие цены на нефть будут стимулировать подобные инвестиции. По оценке аналитиков «ЛУКОЙЛа», цена нефти для рентабельной разработки глубоководных запасов должна составлять от 50 до 90 долларов в зависимости от глубины и региона добычи.

С учётом же глобальных тенденций – роста населения и автомобилизации в Азии, истощения традиционной базы углеводородных ресурсов, умеренного темпа роста добычи нефти в Северной Америке и Ираке, запланированных высоких бюджетных расходов стран ОПЕК и, как следствие, ограничений последними объёмов добычи для поддержания цен на уровне не менее 100 долларов за баррель – существенное снижение цен на нефть в среднесрочной перспективе маловероятно.

Последнее десятилетие характеризовалось беспрецедентным ростом затрат в мире на геологоразведку и добычу. По оценкам «ЛУКОЙЛа», с начала 2000-х годов затраты компаний на геологоразведку, разработку и добычу увеличились более чем в три раза. Растущий спрос на углеводороды заставляет компании осваивать всё более дорогостоящие нетрадиционные запасы. В частности, вести добычу на глубоководном шельфе. В настоящее время стоимость рентабельной добычи в сутки примерно 15 млн баррелей – выше 70 долларов за баррель.

«Наибольший прирост добычи будет приходиться на глубоководный шельф, низкопроницаемые коллекторы в США, тяжёлую нефть Канады и Венесуэлы», – подчёркивается в обзоре.

Что касается прироста добычи газа, то здесь, наряду с прогрессом в освоении сланцевых ресурсов, большую роль к началу следующего десятилетия будут играть новые регионы добычи традиционного газа. В частности, в Европе «шельф Восточного Средиземноморья к началу следующего десятилетия может стать новым глобальным источником СПГ. Суммарные извлекаемые ресурсы средиземноморско-



го шельфа Израиля, Кипра, Ливана и Египта, по разным оценкам, составляют несколько триллионов кубических метров газа».

Существенный прирост добычи нефти, как отмечается в исследовании «ЛУКОЙЛа», ожидается после 2015 г., когда будут введены в эксплуатацию новые крупные месторождения.

Вызовы для России

По данным Министерства энергетики РФ, геологические запасы нефти России составляют 74,3 млрд т, а ресурсы – 157,1 млрд т. Однако, резюмируется в обзоре «ЛУКОЙЛа», современные технические возможности заметно ограничивают мощный ресурсный потенциал страны. Таким образом, извлекаемые запасы на территории РФ оцениваются в 22 млрд т. Оценка же запасов по международной классификации, учитывающей экономику проектов разработки месторождений, примерно в два раза ниже, чем по российской. Инцидирование со стороны государст-

ва дополнительных экономических стимулов для разработки месторождений, которые в настоящий момент являются нерентабельными, будет способствовать наращиванию запасов по международной классификации.

На большинстве месторождений нашей страны происходит естественное падение добычи за счёт истощения запасов. Большая часть российской добычи нефти ведётся на месторождениях Западной Сибири, где первые крупные открытия были сделаны ещё в 1960-х годах. «...90% нефти в РФ добывается на месторождениях, открытых до 1988 года, и лишь 10% – на месторождениях, открытых в 1990-е и 2000-е годы», – отмечается в обзоре.

В 2000-е годы темпы падения добычи по переходящему фонду скважин существенно возросли, достигнув ежегодного уровня в 11%. Активная геологоразведка и интенсификация добычи, начиная с 2009 г., позволили стабилизировать темпы падения, вместе с тем эти темпы всё ещё остаются высокими.



Определённая положительная динамика добычи, достигнутая в 2010 г., во многом явилась следствием ввода в разработку новых месторождений. Наибольший прирост добычи пришёлся на крупные месторождения на суше в Восточной Сибири – Ванкорское, Талаканское и Верхнечонское.

Для полноценного преодоления естественного падения добычи необходимо ежегодно вводить 3–4 месторождения, сопоставимых по размерам с Ванкорским (порядка 500 млн т), – таков итог обзора.

Если же учесть реализацию на аукционе в 2012 г. трёх последних нераспределённых крупных нефтяных месторождений на суше, то сегодня можно окончательно констатировать, что в перспективе новые крупные российские месторождения будут вводиться именно на шельфе.

Арктика – ключевой ресурс роста

Возможности разработки огромных запасов нефти на суше при относительно невысокой себестоимости добычи (сравнительно с шельфовыми проектами) долгое время естественным образом влияли на «отставание» России в освоении шельфовых месторождений. Однако сегодня страна уже объективно вынуждена активнее включаться в разработку шельфа. Начальные запасы нефти, согласно «Энергетической стратегии России на период до

2025 года», уже выработаны более чем на 50%, в европейской части – на 65%, в том числе в Урало-Поволжье – более чем на 70%. Степень выработанности запасов крупных активно осваиваемых месторождений приближается к 60%.

«Разработка арктического шельфа может стать существенным источником роста добычи в долгосрочной перспективе», – подчёркивается в обзоре. К настоящему моменту суммарные ресурсы углеводородов на арктическом шельфе России оцениваются в 76,3 млрд т условного топлива (т у. т.), а извлекаемые – в 9,6 млрд т у. т. Основная часть этих ресурсов (около 70%) приходится на континентальный шельф Баренцева, Печорского и Карского морей.

Разведанность ресурсов углеводородов континентального шельфа России незначительна и в большинстве районов не превышает 10%. При этом разведанность ресурсов нефти и газа континентального шельфа Каспийского, Баренцева и Охотского морей превышает 15%. Большую часть освоенных запасов составляет природный газ.

Напомним, согласно оценкам, представленным в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», прогнозные ресурсы газа на континентальном шельфе РФ превышают 60 трлн м³, из них разведанные балансовые запасы газа промышленных категорий А+В+С₁ – около 7 трлн.



Суровые условия Арктики: сложная ледовая обстановка, низкие температуры, отсутствие инфраструктуры – всё это требует применения уникальных знаний и технологий. Если бурение разведочных скважин за короткий период арктического лета – задача решаемая, то вопросы системы их обустройства и последующей добычи значительно более сложные.

Уникальный опыт работы «ЛУКОЙЛа» на Варандее, на шельфах Каспия и Балтики, а также на зарубежном глубоководном шельфе мог бы быть весьма полезным для арктических проектов. Однако действующее законодательство ограничивает доступ частных компаний к разработке шельфовых месторождений в России. Сегодня добывать нефть в российской Арктике имеют право лишь государственные компании.

«Снятие этого ограничения могло бы придать дополнительный импульс геологоразведочной деятельности в регионе, способствовать распространению технологий, а также распределить риски между большим числом участников», – резюмируется в аналитическом обзоре.

Где же выход?

При сохранении действующих условий по допуску компаний к работе на шельфе, подчеркивают авторы обзора, добыча на арктическом шельфе составит около 12 млн т.

Аналитический обзор рассматривает варианты развития всей отрасли, при этом в нём тактично не упоминаются планы самого «ЛУКОЙЛа». Какого же курса будет придерживаться российский мейджор в своей шельфовой стратегии? Для компании, исходя из сложившейся ситуации, очевидны два выхода. Первый – дожидаться позитивных перемен в законодательстве. Объективно не в интересах государства ограничивать количество компаний, которые хотя и могут вкладывать деньги в геологоразведку на шельфе, а впоследствии в кратчайшие сроки осваивать эти новые месторождения, быстро вовлекая их в оборот, принося государству налоги и обеспечивая новые рабочие места.

Если этого не произойдёт, для такого крупного игрока, как «ЛУКОЙЛ», останется второй вариант – ориентироваться на новые потенциально эффективные зарубежные проекты на глубоководных шельфах Норвегии, Бразилии, Венесуэлы, стран Западной Африки. К реализации подобного сценария компания готова – уже сегодня она активно участвует в геологоразведочных проектах на шельфах Вьетнама, Ганы, Кот-д'Ивуара, Норвегии, Румынии, Сьерра-Леоне и Узбекистана.

Авторы обзора подчёркивают: *«Для поддержания устойчивой добычи в долгосрочном периоде необходимы дополнительные шаги по реформированию системы налогообложения нефтедобычи. В противном случае снижение добычи можно будет ожидать начиная с 2016–2017 гг.»*.

Впрочем, прошлый опыт свидетельствует о способности правительства адекватно реагировать на падение объёмов добычи «чёрного золота». *«Своевременные меры по смягчению налоговой нагрузки позволили обеспечить стабильный уровень добычи после кризисного периода 2008–2009 гг. В частности, в 2010–2011 гг. была снижена ставка экспортной пошлины, предоставлены льготы по НДС, введены льготные ставки по экспортной пошлине для месторождений Восточной Сибири и шельфа Северного Каспия, а также льготная система "10-10-10" для стимулирования добычи сверхвязкой нефти», –* отмечается в обзоре.

Более того, в июле 2013 года Президент России подписал закон, который предусматривает дифференциацию налога на добычу полезных ископаемых для трудноизвлекаемых запасов нефти. В соответствии с законом правительство РФ будет иметь право устанавливать формулы расчёта ставок вывозных таможенных пошлин на подобную нефть. Установлен порядок определения и применения коэффициента, характеризующего степень сложности добычи нефти и выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. В частности, для добычи из баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых продуктивных отложений данный коэффициент будет равен нулю.

Итак, первые прогрессивные законодательные изменения в этом направлении уже сделаны. Теперь на очереди не менее важный вопрос – стимулирование эффективной разработки шельфа российских морей. ■

Статью по материалам аналитического обзора «ЛУКОЙЛа» «Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 года» подготовил Владимир ИГОРЕВ



Фото ОАО «Газпром»

В центре внимания – Арктика

Политики, учёные и компании обсуждают перспективы освоения углеводородного потенциала Крайнего Севера



Мария КУТУЗОВА

ВЕСНА И НАЧАЛО ЛЕТА 2013 г. ОЗНАМЕНОВАНЫ ПОТЕПЛЕНИЕМ В АРКТИЧЕСКИХ ШИРОТАХ КАК В БУКВАЛЬНОМ, ТАК И ФИГУРАЛЬНОМ СМЫСЛЕ ЭТОГО СЛОВА. И ЕСЛИ СТРЕМИТЕЛЬНОЕ СОКРАЩЕНИЕ ЛЕДОВОГО ПОКРОВА ВЫЗЫВАЕТ ВПОЛНЕ ОПРАВДААННЫЕ ОПАСЕНИЯ ЭКОЛОГОВ, ТО «ТАЯНИЕ ЛЬДОВ» ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЙ НАПРЯЖЁННОСТИ В АРКТИКЕ И АКТИВНЫЕ ПОИСКИ ПРИАРКТИЧЕСКИМИ ГОСУДАРСТВАМИ ВОЗМОЖНЫХ ПУТЕЙ СОТРУДНИЧЕСТВА МОЖНО ЛИШЬ ПРИВЕТСТВОВАТЬ. УЧАСТИВШИЕСЯ ВСТРЕЧИ ПОЛИТИКОВ – МИНИСТЕРСКАЯ ВСТРЕЧА АРКТИЧЕСКОГО СОВЕТА В МАЕ В ШВЕДСКОЙ КИРУНЕ, ВСТРЕЧА ПРЕМЬЕРОВ БАРЕНЦЕВА ЕВРО-АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА В НОРВЕЖСКОМ КИРКЕНЕСЕ, НАСЫЩЕННЫЙ СОБЫТИЯМИ ВИЗИТ МИНИСТРА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИИ СЕРГЕЯ ДОНСКОГО В ОСЛО, – ПОЛУЧЕНИЕ РОССИЙСКИМИ КОМПАНИЯМИ ПЕРВЫХ ЛИЦЕНЗИЙ, ОТКРЫВАЮЩИХ ИМ ДОСТУП К БОГАТЕЙШИМ ЗАПАСАМ БАРЕНЦЕВА МОРЯ НА НОРВЕЖСКОМ КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ, ПРОГРЕСС В РАЗВИТИИ ПРОЕКТА «РОСНЕФТИ» И ЕХХОНМОВИЛ ПО СОЗДАНИЮ АРКТИЧЕСКОГО НАУЧНО-ПРОЕКТНОГО ЦЕНТРА ШЕЛЬФОВЫХ РАЗРАБОТОК И РОССИЙСКО-НОРВЕЖСКОГО ОТРАСЛЕВОГО ПРОЕКТА RU-NO – ТАКОГО НАСЫЩЕННОГО СОБЫТИЯМИ ПЕРИОДА В

ИСТОРИИ АРКТИЧЕСКОЙ ДИПЛОМАТИИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ ЕЩЁ НЕ БЫЛО.

Малопривлекательный Клондайк?

Повышенный интерес к этому региону продиктован, прежде всего, экономическими мотивами – наличием в шельфовой зоне крупных месторождений нефти и газа. Согласно оценкам Геологической службы США, опубликованным в июне 2008 г., севернее полярного круга может содержаться около 60 трлн м³ газа, 16 млрд т нефти и 6 млрд м³ газоконденсата неразведанных ресурсов. И хотя этот прогноз не раз ставился экспертами под сомнение, гонке за освоение углеводородного потенциала арктических акваторий дан старт.

Такие страны североатлантического бассейна, как Норвегия и Соединённые Штаты, не только приумножили за последние годы свои научно-практические достижения в индустрии поиска, разведки и освоения морских ресурсов, но и строят сегодня амбициозные планы освоения и покорения углеводородного потенциала Крайнего Севера. Уже запущены в эксплуатацию крупнейшие на Севере Норвегии газовые месторождения: Ормен Ланге в Норвежском

море и самый северный проект в мире по производству СПГ – Снэвит в Баренцевом. Возобновлено поисковое бурение в американском секторе Чукотского моря и море Бофорта, развёрнуты полномасштабные геолого-геофизические, сейсмические исследования у берегов Гренландии и Аляски.

Сегодня объёмы поискового бурения в Арктике, прежде всего, растут за счёт Норвегии. К 2020 г., как прогнозирует российское Министерство природных ресурсов и экологии, ожидается активное включение в процесс Гренландии, Соединённых Штатов и России. В самых тяжёлых климатических условиях идут испытания нового оборудования и инновационных технологий.

Общая площадь российской Арктики, уже принадлежащей нашей стране, включая морские пространства, превышает 6 млн км². Здесь сосредоточены крупнейшие запасы углеводородного сырья и ряда других полезных ископаемых. Для Российской Федерации роль потенциальных на углеводородное сырьё, но пока ещё не освоенных регионов не только важна, но и имеет стратегическую направленность. Согласно оценкам Минприроды РФ, из недр российского шельфа может быть извлечено порядка 100 млрд т условного топлива. Запасы нефти составляют около 10 млрд т. Большая их часть находится на шельфе арктических морей. Основные ресурсы разведанных в российской части Арктики углеводородов (около 70%) сосредоточены в недрах Баренцева, Печорского и Карского морей. При этом в недрах первых двух преобладают газ и конденсат, а в последнем – нефть. Согласно самым последним оценкам Министерства природных ресурсов и экологии РФ, в наиболее разведанном Баренцевом море открыты 594 нефтяных, 159 газовых месторождения, а также 2 – никеля и более 350 – золота.

Но эксперты отмечают, что, к сожалению, словосочетания «стратегический потенциал» и «стратегический резерв» в отношении Арктики зачастую ассоциируются у нас с военным оттенком и подтекстом, а это, прежде всего, природные запасы, которые надо разумно и рационально осваивать. Специалисты утверждают, что объёмы проведённых геологоразведочных исследований в акваториях всех морей Северного Ледовитого океана явно недостаточны. В российском секторе Арктики плотность изученности акваторий, по данным ВНИИОкеангеологии на конец 2008 г., составляет: в Баренцевом и Печорских морях – 0,41 км/км при 51 поисково-разведочной скважине, для Карского моря – 0,13 км/км и 19 скважин, по морю Лаптевых, Восточно-Сибирскому и Чукотскому морям этот показатель – 0,04; 0,03 и 0,01 км/км соответственно и ни одной скважины.

Эксперты отмечают, что на сегодняшний день шельф России является наименее изученным и, значит, малопривлекательным, с точки зрения как отечественного, так и зарубежного инвесторов. В настоящее время покрытие сейсмическими профилями российского шельфа в 100 раз меньше, чем Мексиканского залива. Тогда как, согласно плану российского правительства, уже к 2030 г. две трети существующего объёма добычи в России будут обеспечиваться новыми, прежде всего арктическими месторождениями. А это значит, что разведка в Арктике



уже должна вестись, потому что цикл ввода месторождения с момента его открытия занимает в среднем 12–15 лет. То есть к 2015–2018 гг. две трети новых месторождений должны быть открыты.

На решение задач геологоразведки и разработки шельфа арктических морей нацелен проект ОАО «Роснефть» и ExxonMobil по созданию в России Арктического научно-проектного центра, о котором компании окончательно договорились в начале июня этого года. Арктический центр будет предоставлять полный спектр услуг совместным предприятиям «Роснефти» и ExxonMobil в области научных исследований и инженерно-технических разработок. При этом в ближайшее время основное внимание станут уделять проектам в Карском море, где компании планируют провести масштабные сейсмические исследования и пробурить в 2014 г. первую скважину. На начальном этапе Арктический центр будет вести работы по таким направлениям, как безопасность и охрана окружающей среды; ледовые, гидрометеорологические и инженерно-геологические исследования; контроль ледовой обстановки; разработка критериев проектирования, а также оценка и создание концепций освоения месторождений. ExxonMobil предоставит финансирование начального этапа исследований Арктического центра в размере 200 млн долларов США. Следующие 250 млн долларов на продолжение совместных исследований в равных долях внесут российская и американская компании.

Море сотрудничества

В середине мая и начале июня этого года, казалось, что Баренцево море стало главным геополитическим центром современного мира. 14–15 мая в шведской Кируне прошла восьмая министерская сессия Арктического совета, предоставившая статус наблюдателей шести новым странам – Китаю, Индии, Италии, Японии, Южной Корее и Сингапуру, – проявляющим огромную заинтересованность в разработке углеводо-

родных ресурсов в Арктике. Кроме того, в ходе встречи министров иностранных дел приарктических стран было подписано важное соглашение о координации усилий по реагированию на происшествия, вызывающие загрязнение моря, включая разливы нефти и нефтепродуктов. А в начале июня 2013 г. главы правительств стран, входящих в Совет Баренцева Евро-Арктического региона (БЕАР), которому исполняется в этом году 20 лет, в ходе юбилейной встречи в норвежском Киркенесе подписали декларацию, определяющую принципы регионального сотрудничества и развития Баренцевоморского региона. Главными движущими силами стимулирования социально-экономического процветания БЕАР должны стать нефтегазовые проекты в Арктике и рост грузопотока по Северному морскому пути. Российский министр природных ресурсов и экологии Сергей Донской в ходе своего насыщенного визита в июне в Осло обсуждал конкретные сферы и принципы возможного взаимодействия с норвежской стороной совместной разработки углеводородных запасов в Арктике, а также вопросы защиты экологии региона.

В 2010 г. после подписания между нашими странами договора о разграничении спорной зоны в Баренцевом море Норвегия поступательно наращивала геологоразведку в новой Баренцевоморской нефтегазовой провинции. Как отмечается в годовом отчёте главного игрока на норвежском континентальном шельфе – национальной нефтегазовой компании Statoil, – прошлый 2012 г. стал для неё годом сильного промышленного и стратегического роста, помимо солидных финансовых результатов и устойчивого денежного потока, руководство компании особо выделяет итоги геологоразведочной деятельности: норвежской ННК удалось поставить на баланс 1,5 млрд баррелей новых ресурсов, что является лучшим результатом более чем за десять последних лет её деятельности. Значительная часть этих ресурсов была приращена благодаря открытиям месторождений Скрюгард (Skrugard) и Хавис (Havis) в Баренцевом море.

Statoil разработала специальную Арктическую стратегию по геологоразведке и освоению запасов углеводородного сырья. По данным на начало этого года, из 94 скважин, пробуренных на шельфе в норвежской части баренцевоморской акватории, ННК принимала участие в проектах по бурению 89. В текущем году компания планировала грандиозную программу разведки в Баренцевом море и собиралась втрое увеличить бюджет арктических технологических разработок. Помимо баренцевоморской геологоразведки Statoil не так давно приняла план освоения в арктических условиях глубоководного газового месторождения Оста Ханстин (Aasta Hansteen), открытого в 1997 г. в Норвежском море, на глубине воды 1300 м, в 300 км от Будё, с запасами 47 млрд м³ газа. Стоимость реализации проекта оценивалась в 7,5 млрд евро. Приступить к бурению промысловых скважин планировалось в первом квартале 2016 г., а начать добычу газа – в третьем квартале 2017 г. Кроме того, норвежская компания подписала в прошлом году масштабный договор с «Роснефтью» по совместной разработке потенциальных месторождений на северо-западе российского сектора Баренцева моря.

Одним из многообещающих является Персеевский участок, расположенный между Шпицбергом и Землёй Франца-Иосифа. Бюджет арктических НИОКР Statoil вырос в этом году до 34 млн евро. Наиболее приоритетные направления исследований – сейсмическое зондирование 3D для работы во льдах, а также проектирование буровой установки, специально приспособленной к работе в арктических условиях.

Однако сейчас планы норвежской компании пересматриваются. В начале июня Statoil сообщила о своём желании отсрочить на неопределённое время реализацию проекта Йохан Кастберг (Johan Castberg), включающего в себя освоение нефтяных месторождений Скрюгард и Хавис в Баренцевом море. Новая налоговая реформа, предусматривающая повышение изъятий из нефтегазовой промышленности, которую в настоящее время готовят принять в Норвегии, делает большинство арктических проектов экономически неэффективными. Кроме того, по данным главы Statoil Хельге Лунда, освоение нефтяного месторождения Сноппе (Snorre) и газового Оста Ханстин в Норвежском море станет менее рентабельным – на 30% и 70% соответственно. Ряд экономистов солидарны с Лундом и видят серьёзные угрозы для норвежской экономики, благосостояние которой основано на доходах нефтегазовой промышленности. Сегодня один из самых благоприятных режимов недропользования в мире пересматривается: доля необлагаемых налогом нефтяных доходов компаний сократится в Норвегии с 30% до 22%, и власти не собираются на этом останавливаться. Всё происходит на фоне прогнозов падения нефтяных цен на мировых рынках до 60–70 долларов США за баррель. В настоящее время остаётся лишь гадать о том, как долго может продлиться этот спад и как повлияет данная ситуация на реализацию арктических проектов в Норвегии.

Скоро две российские компании смогут испытать на себе все пертурбации в норвежском налоговом законодательстве. 12 июня 2013 г. были озвучены результаты 22-го лицензионного раунда, объявленного Министерством топлива и энергетики Норвегии, «Роснефть» и «ЛУКОЙЛ» впервые получили доступ к участкам на норвежском континентальном шельфе. Компания RN Nordic Oil AS, на 100% косвенно принадлежащая ОАО «Роснефть», получила 20-процентную долю в лицензии PL713 площадью 1213 км², включая в себя четыре блока – 7219/2, 3 и 7319/11, 12, – расположенных в одном из наиболее перспективных частей Баренцева моря, вблизи недавно открытых месторождений Скрюгард и Хавис. Что касается ОАО «ЛУКОЙЛ», то российская частная компания, у которой уже есть опыт успешной реализации арктического проекта по строительству Варандейского морского отгрузочного терминала на шельфе Баренцева моря, впервые получила в Норвегии лицензию на геологоразведку и разработку месторождения в Арктике, поскольку в России доступ к подобным ресурсам законодательно закреплён лишь за государственными компаниями. «ЛУКОЙЛ» стал участником двух проектов в норвежском секторе Баренцева моря – разработки блока 719 (район Фингердьюпе), доля участия российской компании составляет 30%, английской Centrica – 50% (оператор), норвежской North Energy – 20%; а также

блока 708 (район Финнмарк), где «ЛУКОЙЛу» принадлежит 20% участия, шведской Lundin Norway – 40% (оператор), North Energy – 20% и итальянской Edison – 20%. В 2011 г. российская компания получила квалификационный допуск для работы на норвежском континентальном шельфе, а в прошлом году в Осло был открыт офис компании LUKOIL Overseas North Shelf. Как сообщают в «ЛУКОЙЛе», эта компания будет управлять upstream-проектами на шельфе Норвегии в ходе всего технологического цикла геологоразведки и добычи углеводородов.

К числу наиболее интересных инициатив в реализации отраслевых проектов можно отнести «Российско-норвежское нефтегазовое сотрудничество» (RU-NO Barents). Взаимодействие между специалистами двух стран ведётся по таким важным направлениям, как логистика и транспорт; бурение, эксплуатация скважин и оборудование; охрана окружающей среды, системы мониторинга и готовность к ликвидации нефтеразливов; трубопроводы и подводные сооружения; плавучие и стандартные установки. В представленном недавно первом докладе RU-NO опубликованы результаты работы международной команды экспертов по направлению «Бурение, эксплуатация скважин и оборудование». Согласно их выводам, задачи, стоящие перед игроками в этом регионе, с целью создания специальной «дорожной карты» разработки технологий и инноваций можно разделить на две категории – временной перспективы и географических зон. Так, в период до 2020 г. на шельфе арктических морей (в том числе и в Карском море) в основном будет идти геологоразведочное бурение в открытой воде в летний период. Эксплуатационное бурение предполагается сосредоточить в круглогодично свободных ото льда акваториях, а также мелководных зонах, покрытых льдом, на глубине воды менее 50 м. В этот период расстояние от берега до предполагаемых районов работ будет варьироваться в диапазоне от малого до среднего.

Согласно оценке экспертов, в среднесрочной перспективе (2020–2040 гг.) геологоразведочное бурение в Арктике также будет осуществляться в свободных ото льда акваториях. В этот период, возможно, начнутся первые зимние операции по геологоразведке в ледовых условиях. В то же время эксплуатационное бурение может потребовать от компаний начала круглогодичных операций в зонах, обычно покрытых льдом в зимний сезон, при одновременном выходе на большие глубины – до 100–150 м. Работы главным образом будут вестись в диапазоне от среднего до большого расстояния от берега.

К 2040 г., с началом бурения в акваториях, расположенных между Медвежьим островом, Шпицбергом и Землёй Франца-Иосифа, компании должны быть готовы к встрече с настоящей Арктикой: суровым климатом, сильными течениями, низкими температурами Заполярья, большими расстояниями и ледовыми условиями. Долгосрочная перспектива предусматривает ведение круглогодичных операций по эксплуатационному и разведочному бурению во всех зонах, на глубинах воды, превышающих 150 м, и большом удалении от берега. Согласно выводам команды экспертов RU-NO, для работы в таких услови-



ях потребуются создание принципиально новой техники (буровых установок, судов сопровождения) и логистических решений, систем спутникового мониторинга и аэронаблюдения за движением льда, эффективного сервиса по прогнозированию погоды, спасательных служб и много другого.

Масштаб задач, которые стоят сегодня перед нефтегазовыми компаниями, по разработке углеводородного потенциала Арктики сложно переоценить. Суровые природно-климатические условия арктических морей, неразвитость нефтегазовой и промышленно-транспортной инфраструктуры приморских территорий накладывают жёсткие экономические ограничения на разработку арктических ресурсов. Несмотря на широкий диапазон оценок относительно перспектив и экономической целесообразности тех или иных проектов, эксперты солидарны в том, что освоение морских акваторий Арктики возможно лишь в тесном сотрудничестве компаний, заинтересованных в реализации подобных проектов, при условии применения передовых технологических достижений и пристального внимания к соблюдению жесточайших экологических требований. ■

Арктические и глубоководные проекты – новые цели Halliburton

Интервью с вице-президентом компании Halliburton в Российской Федерации Константином Шилиным



КОРПОРАЦИЯ HALLIBURTON – ОДНА ИЗ КРУПНЕЙШИХ В МИРЕ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ, ПРЕДОСТАВЛЯЮЩАЯ ВЕСЬ СПЕКТР УСЛУГ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ПЕРИОДА ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – ОТ РАЗВЕДКИ ДО БУРЕНИЯ, ОТ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ДО ОПТИМИЗАЦИИ ДОБЫЧИ. НА ВОПРОСЫ ЖУРНАЛИСТА МАРИИ КУТУЗОВОЙ ОТВЕТИЛ ВИЦЕ-ПРЕЗИДЕНТ КОМПАНИИ HALLIBURTON В РФ КОНСТАНТИН ШИЛИН.

– Каковы основные результаты работы компании Halliburton на российском рынке в 2012-м – первой половине 2013-го года?

– На протяжении последних нескольких лет мы наблюдаем стабильный рост нефтегазового рынка, в первую очередь связанный с увеличением количества сложных проектов. В 2013 г. мы достигли значительных успехов в выполнении нашего стратегического плана, сфокусированного на увеличении доли Halliburton на российском рынке сервисных услуг. В настоящее время мы работаем над стратегией развития компании на последующие 5 лет, также нацеленной на дальнейшее расширение присутствия компании Halliburton на рынке нефтесервисных услуг России.

– Как Вы оцениваете положение компании и долю её нефтепромысловых сервисных услуг на российском рынке?

– Современный российский нефтегазовый рынок бросает вызов всем – и нефтедобывающим, и сервисным компаниям. Как на суше, так и на шельфе наблюдается существенный рост сложных проектов. Сложные проекты – это специфика деятельности Halliburton в последнее время. Для нас российский нефтегазовый рынок является приоритетным, и деятельность Halliburton направлена как на удовлетворение технологических потребностей наших заказчиков, так и на достижение финансовых целей, поставленных руководством корпорации.

– Какие технологические решения и услуги, предлагаемые Вашей компанией, наиболее востребованы сегодня на российском рынке?

– В течение последних нескольких лет наблюдается повышенный интерес к технологическим решениям компании в области бурения и заканчивания скважин, комплексного управления сложными проектами. В частности, наибольшим спросом пользуются наши технологии роторно-управляемого бурения, геонавигации и скважинного каротажа во время бурения (технология Insite ADR™¹). Помимо этого мы наблюдаем значительное увеличение интереса к нашим решениям по разобщению продуктивных пластов и системам утилизации бурового шлама, особенно в проектах на шельфе.

– Как Вы оцениваете роль инноваций и научных исследований в работе современной сервисной компании?

– С ростом объёмов геологоразведочных работ и освоения месторождений в более сложных геологических условиях, в удалённых и труднодоступных регионах, повышаются требования к инновационным и высокотехнологичным решениям. За последние три года объём инвестиций компании Halliburton в развитие научно-технологических центров значительно увеличился. На данный момент уже имеется ряд таких удалённых центров, ещё больше будет открыто в ближайшее время. Такой подход позволяет компании лучше понимать задачи, стоящие перед заказчиками, и своевременно разрабатывать и подбирать технологии для их решения. Независимо от того, где нефтяной или газовой компании предстоит решать поставленные перед ней задачи – будь то глубоководный или арктический шельф, – у Halliburton, как у сервисной компании, всегда есть возможность предоставить эффективное решение для их выполнения. Сегодня можно с уверенностью констатировать, что на протяжении последних десятилетий технологии компании Halliburton вносят существенный вклад в изменение мировой нефтяной и газовой индустрии. Мы объективно заслужили репутацию одного из лидеров. Достаточно сказать, что в настоящее время только в Соединённых Штатах Америки зарегистрировано 3 224 патента, 289 из которых были вы-

¹ADR™ – Azimuthal Deep Resistivity Sensor – Азимутальный прибор глубокого измерения удельного сопротивления



даны в 2012 г. Целенаправленная политика Halliburton в области развития технологий делает её одной из лучших, новаторских мировых сервисных компаний. Открыто несколько современных центров разработки передовых технологий по всему миру: в Хьюстоне, штат Техас, США, в Рио-де-Жанейро, Бразилия, в Сингапуре и в Эр-Рияде, Саудовская Аравия.

– Как развивается сотрудничество Halliburton в области технологий с российскими компаниями?

– Частью стратегии Halliburton в России являются проработка и постановка приоритетных задач по разработке и внедрению новых технологий для конкретных месторождений нефти и газа совместно с институтами, нефтегазовыми и сервисными компаниями. В 2013 г. были подписаны стратегические соглашения о сотрудничестве с ОАО «Газпром нефть» и ЗАО «Химеко-ГАНГ», цель которых – взаимодействие в процессе разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа (в том числе баженовской свиты) и глубоководных проектов на арктическом шельфе. Мы продолжаем работы по налаживанию сотрудничества с другими российскими нефтегазовыми компаниями.

– Как бы Вы описали основные тенденции развития мирового рынка нефтепромысловых сервисных услуг и оборудования для шельфовых нефтяных и газовых проектов?



Частью стратегии Halliburton в России являются проработка и постановка приоритетных задач по разработке и внедрению новых технологий для конкретных месторождений нефти и газа совместно с институтами, нефтегазовыми и сервисными компаниями. В 2013 г. были подписаны стратегические соглашения о сотрудничестве с ОАО «Газпром нефть» и ЗАО «Химеко-ГАНГ»

– Главной тенденцией нефтегазового сервиса в условиях работы на шельфе является своевременная и точная оценка неопределённостей пласта. Основная задача для оператора – оценка объёмов и свойств пласта, а также потенциального содержания нефти и её размещения. Для решения таких задач подразделение нашей компании Landmark предлагает подход, основанный на использовании интерактивной среды DecisionSpace®, предоставляющей широкие возможности интеграции технических приложений и неограниченного массива данных геолого-геофизической и добычной информации. Эффективность данного подхода бесценна в условиях работ на шельфе, учитывая высокую дневную ставку плавучей буровой платформы.

– Каких успехов добилась компания, участвуя в разработке проектов морских объектов (в России,



за рубежом)? Приведите, пожалуйста, конкретные примеры недавних достижений в отдельных проектах.

– Что касается России, то не так давно нами был выигран тендер на предоставление услуг по сопровождению буровых растворов и жидкостей по заканчиванию скважин, по утилизации бурового шлама и цементированию скважин в условиях арктического

ных специалистов, имеющих опыт реализации аналогичных проектов. Также мы участвуем в ряде проектов на Сахалине, предоставляя инженерные решения для сложного с точки зрения геологических и технологических условий региона.

Особенностью одного из проектов на Сахалине является узкое окно между давлением гидроразрыва пласта и пластовым давлением, что требует раствора с низкими эквивалентными плотностями при циркуляции (ECD). Это может привести к повышенным рискам гидроразрыва чувствительных пород и риску потери циркуляции бурового раствора, что, в свою очередь, может увеличить риски неустойчивости стенок скважины, закупоривания затрубного пространства, прихвата бурильного инструмента, потери контроля над скважиной, повреждения продуктивного пласта и даже привести к невозможности завершить процесс строительства скважины. В данной ситуации мы предлагаем специально разработанную систему бурового раствора, позволяющую надёжно и экономично решить проблему ECD. Высокоэффективный инвертно-эмульсионный буровой раствор BaraECD™ специально разработан для обеспечения надёжного контроля ECD в интервалах с узким окном бурения. Данной системе бурового раствора присущ уникальный реологический профиль, обеспечивающий низкую вязкость для минимизации ECD при бурении. В то же время он обеспечивает оптимизированные суспензионные свойства, обеспечивающие высокое качество



Компания Halliburton – лидер в области оказания услуг по бурению скважин на глубоководном и арктическом шельфах. В прошлом году успешно проделаны работы в различных регионах мира, включая Аляску, Бразилию, Мозамбик, Гану, Нигерию, Анголу, глубоководные шельфы Африки, Юго-Восточную Азию и др.

шельфа на Карском море. Также мы выиграли тендер на предоставление услуг по сопровождению буровых растворов и жидкостей по заканчиванию скважин, по утилизации бурового шлама на Чёрном море, где работы предполагается проводить на глубине моря более 2 000 метров. Оба проекта уникальны по сложности. В связи с этим компания планирует привлечь свои лучшие технологии и высококвалифицирован-

очистки скважины, и не допускает оседания барита даже при длительном нахождении в статических условиях.

– Одно из ключевых направлений разработки углеводородного сырья в открытом море в последнее время – это участие компании в проектах по глубоководной добыче. Каковы основные тенденции развития глубоководной добычи нефти и газа? Что могут предложить компании в секторе обслуживания нефтегазодобычи? Есть ли у реализации глубоководных проектов в арктических условиях какие-либо особенности?

– По мере того как нефтяные и газовые компании, повинуясь общему тренду, перемещают работы с мелководного в районы глубоководного шельфа, стоимость и риски увеличиваются, что придаёт особое значение эффективности, технологиям и опыту, помогающим максимально их снизить. Присутствие компании Halliburton во всех регионах глубоководных месторождений даёт ей возможность в значительной мере использовать это преимущество с точки зрения логистики. Многолетний опыт и признанные эксперты нашей компании позволяют правильно оценивать и планировать работы в районах, находящихся вдалеке от развитой инфраструктуры. Наряду с преимуществами в части логистики, Halliburton сочетает уникальные знания в области лучших технологических разработок с не менее уникальными знаниями определённых геологических условий. Это позволяет нам разрабатывать специфические решения для любых месторождений нефти и газа. Благодаря нашему опыту мы можем предложить заказчикам добиться значительного увеличения эффективности за счёт интеграции – начиная с планирования и заканчивая бурением скважин – и сохранить миллионы долларов. Работы на арктическом шельфе, вследствие существенной удалённости и того факта, что время возможного их проведения в некоторых местах может составлять всего несколько недель, требуют значительной концентрации на вопросах логистики. Кроме того, при реализации арктических проектов особое значение придаётся вопросам охраны окружающей среды.

– Что компания Halliburton может предложить для реализации российских проектов в Арктике? Обладает ли Ваша компания должным опытом проведения работ в арктических условиях в других странах на побережье Арктики или других регионах планеты с суровым климатом?

– Компания Halliburton – лидер в области оказания услуг по бурению скважин на глубоководном и арктическом шельфах. В прошлом году успешно проделаны работы в различных регионах мира, включая Аляску, Бразилию, Мозамбик, Гану, Нигерию, Анголу, глубоководные шельфы Африки, Юго-Восточную Азию и др. Каждый из регионов по-своему сложен, но с помощью наших технологий и процессов мы способны помочь клиентам успешно решить любые задачи.



– Какую роль сегодня в компании Halliburton играет охрана окружающей среды, здоровья и безопасности жизнедеятельности?

– Охрана окружающей среды, здоровья и безопасности жизнедеятельности имеет первостепенную важность для Halliburton. Корпорация выполняет взятые на себя обязательства по защите безопасности, здоровья и благополучия своих сотрудников, заказчиков и любых лиц, работающих на территории компании и взаимодействующих с её сотрудниками и имуществом. ■



Осваивать Арктику – только вместе

Эксплуатация акватории Северного Ледовитого океана становится важным фактором расширения международного сотрудничества

*Чтобы сделать что-то достойное на море,
нельзя просто стоять на берегу...*

Вальтер Скотт

По последним данным ООН, запасы нефти на арктическом шельфе превышают 100 млрд т. В связи с этим в пору задаться вопросом: а как осваивать этот перспективный с точки зрения добычи углеводородов регион? Попытки найти на него ответы предпринимаются постоянно. И практически все эксперты сходятся в том, что главным фактором успешной разработки арктических углеводородных ресурсов должно стать широкое международное сотрудничество.

Как научиться «управлять» Арктикой?

Оран Янг

(Калифорнийский университет, США)

По окончании «холодной войны» интерес к сотрудничеству между арктическими государствами нарастал взрывообразно. С тех пор Арктика стала особым регионом, где демонстрируются возможности механизмов, разработанных для решения общемировых проблем. Это и «Стратегия защиты арктической среды», приведшая к созданию Арктического совета, и Секретариат Баренц/Евроарктического региона, и Северный форум, и Международный арктический научный комитет, и Университет Арктики. Данные ор-

ганизации не основаны на юридически обязывающих соглашениях, они обладают минимальными (или вообще не обладают) формальными полномочиями и располагают небольшими организационными возможностями. Тем не менее эти организации играют чрезвычайно важную роль в координации сотрудничества в Арктике. Так, они разрабатывали общую программу действий, устанавливали приоритеты, формулировали проблемы и встраивали вопросы Арктики в систему глобального международного партнёрства.

И вот теперь, столкнувшись с рядом серьёзных геополитических проблем в Арктике, страны-участницы должны приложить дополнительные усилия, чтобы нейтрализовать потенциальные источники конфликтов. Они связаны с такими аспектами, как освоение ресурсов нефти и газа на шельфе, арктическое рыболовство и коммерческое судоходство. Перспективы развития данных видов деятельности порождают всё большее беспокойство с точки зрения юрисдикции. Эти проблемы отнюдь не критичны. Однако идеи, подобные тем, которые высказаны в статье «Кому принадлежит Арктика?» (опубликована в американском журнале *Time*), порождают в обществе сильное беспокойство.

К сожалению, эта публикация не единична. Есть и другие, и их «лавина» может иметь самые тяжёлые последствия. Взять, к примеру, статью, недавно уви-

девшую свет в весьма уважаемом журнале *Foreign Affairs*. В ней, в частности, утверждается: «При возникновении "тупика" на дипломатическом фронте могут иметь место вооружённые схватки за арктические ресурсы». Можно подумать, что мы соскальзываем к новому периоду международных конфликтов. Но пока мы не вовлечены в эти жуткие сценарии, то давайте считать, что проблемы всё-таки не столь драматичны, как пытаются заверить нас в своих публикациях некоторые СМИ.

В соответствии со статьёй 76 Конвенции ООН по морскому праву от 1982 г., проблемы юрисдикции относятся только к континентальному шельфу за пределами исключительных экономических зон (более 200 морских миль). Между тем разработка нефтяных и газовых месторождений на арктическом шельфе в обозримом будущем вряд ли выйдет за данные рамки. Судостроительство в Арктике тоже вряд ли будет особо конфликтным, к тому же уже идёт разработка его важнейших принципов. Это очень хорошие новости. Однако нам необходимо подумать о формировании новых механизмов международного взаимодействия в Арктике, которые могли бы прийти на смену тому же Арктическому совету, созданному ещё в 90-е годы прошлого века. Многие наблюдатели призывают заключить всеобъемлющий и юридически обязывающий договор в отношении территории Арктики или даже принять своего рода Арктический устав.

Но имеет ли смысл заключать такой всесторонний договор (даже если бы арктические государства смогли договориться относительно его деталей)? Есть несколько причин, по которым такое межправительственное соглашение не смогло бы решить проблемы, возникающие сегодня в Арктике. Прежде всего, дело в том, что на многие ключевые проблемы (коммерческое судоходство, разработка месторождений нефти и газа) существенное влияние оказывают внешние силы, поэтому отдельное соглашение по Арктике становится неэффективным инструментом.

Следовательно, стоило бы не заключать новый договор, а качественно обновить Арктический совет. Надо не расширять его полномочия и возможности, а повышать его политическое значение. Он по-прежнему остаётся прекрасной площадкой для разработки программы действий в Арктике, способствует координации управления ею. Я также считаю, что нам следует признать всю важность роли некоторых неарктических государств – Китая, Японии, равно как и ЕС в целом, – в данном совете. Необходимо также расширить влияние организаций коренных народов Арктики.

Ещё один значимый элемент – режимы управления, используемые для решения конкретных проблем. Арктический совет не является регулирующим органом и не станет таковым в будущем. Однако это не означает, что нам не нужны юридически обязательные соглашения – например, в сфере предотвращения загрязнения окружающей среды, судоходства и освоения новых источников энергии. Некоторые



подобные документы уже существуют: статья 234 Конвенции ООН по морскому праву от 1982 г., Полярный кодекс, предназначенный для судов, работающих в Арктике.

И тем не менее хочу всё-таки предложить создать для Арктики новую систему управления, которая отличалась бы от традиционного межправительственного договора. Она должна впитать в себе весь накопленный человечеством опыт, приспособив его к арктическим условиям. Только в этом случае мы смогли бы достичь конкретных успехов в решении проблем, связанных с коммерческим судоходством в арктической акватории, реализацией проектов по добыче нефти и газа, и во многих других направлениях.

Арктические альтернативы

Лотта НУММИНЕН

(Институт международных отношений,
г. Хельсинки, Финляндия)

Изменение климата – одна из ключевых проблем глобальной повестки дня. Как арктические государства реагируют на биофизические последствия данного процесса? В какой степени эта проблема обусловлена стереотипами поведения человека, которые привели человечество к пределам роста (например, в плане допустимой нагрузки на атмосферу и экосистемы, поддерживаемые океанами)? И можно ли найти формы поведения, показывающие, что государства учатся на ошибках прошлого и переходят к более экологически сбалансированной стратегии освоения Крайнего Севера?

Изменение климата в Арктике оказывает серьёзное воздействие на глобальную экосистему, поскольку сокращение площади, покрытой снегами и льдами, уменьшает общую способность отражения солнечных лучей. Из-за этого климат в глобальных масштабах теплеет, изменяются системы циркуляции океанической воды, температура и солёность океанов.

Таяние морских льдов создаёт новую ситуацию и в самой Арктике. За последние 100 лет средние температуры здесь увеличивались со скоростью, почти



вдвое превышавшей глобальную динамику. Сезон таяния в 2007 г. в Северном Ледовитом океане был на 39% меньше среднего значения 1979–2000 гг.

Таяние морских льдов в Северном Ледовитом океане чревато и другими последствиями: под дном океана таятся огромные ресурсы нефти и газа, которые, вероятно, станут доступными. Таким образом, глобальное потепление позволяет расширить масштабы разведки и разработки углеводородов, активизировать судоходство и коммерческий лов рыбы в Арктике.

В 2001 г. Россия сделала первый шаг к установлению своей юрисдикции над арктическими ресурсами, предъявив ООН претензии на территории в Северном Ледовитом океане. Канада не замедлила с ответом. После российской экспедиции премьер-министр Канады Стивен Харпер объявил, что в пределах Канадского арктического архипелага будут курсировать военно-морские патрульные суда. Там создадут глубоководный порт и учебный центр для зон холодного климата.

Со своей стороны, США не ратифицировали Конвенцию ООН по морскому праву и поэтому не могут претендовать на арктические ресурсы за пределами своей исключительной экономической зоны.

Норвегия в 2006 г. представила в Комиссию ООН по границам континентального шельфа свои требования относительно арктических ресурсов, а Дания в 2007 г. снарядила экспедицию для исследования континентального шельфа северо-восточной части Гренландии и к северу от Канады.

Физическая среда Арктики трансформируется, и одновременно изменяется её стратегическое и экономическое значение. Как арктические государства думают вступать в эту новую эру? Так, корпорация Shell разработала два альтернативных сценария развития событий.

Первый из них условно называется «Схватка»: страны спешат обеспечить энергетические ресурсы только для себя. Политики не прилагают усилий для ограничения энергопотребления, и выбросы парниковых газов существенно не снижаются – до тех пор, пока последствия этого процесса не вызовут жёсткой политической реакции... Если будет реализован данный сценарий, то возникнет опасность расширения масштабов трагедии и в арктической области.

Второй сценарий условно называется «Проекты». Он предполагает создание коалиций и систем международного сотрудничества, чтобы совместно решать проблемы экономического развития, энергетической безопасности и экологической устойчивости. Этот вариант предусматривает активное внедрение инноваций и использование правительствами политических инструментов, позволяющих направить развитие в более экологически безопасное русло.

Какой же из них предпочтительнее? Shell полагает, что второй. Ибо он обеспечит лучший баланс между экономикой, энергетикой и экологией. Однако его реализация возможна только при условии, что главы различных стран договорятся об общем подходе к торговле квотами на выбросы CO₂ и будут поощрять повышение энергоэффективности и внедрение новых энергосберегающих технологий.

Для Арктики сценарий «Проекты» обеспечил бы возможность сохранения и стабильного использования всех ресурсов.

Впрочем, пока нет политической структуры или институциональной системы, позволяющей «управлять» Арктикой с учётом меняющихся условий. В дальнейшем они, несомненно, понадобятся. Но вот вопрос: будут ли арктические страны готовы к такому сотрудничеству, или они останутся заложниками старых стереотипов и односторонне понимаемых альтернатив?

«Серая зона» исчезла, но Штокман заморожен

Арильд МОЭ

(Институт Фритьофа Нансена, г. Осло, Норвегия)

Норвегия стала нефтедобывающей страной намного позже, чем Россия (с начала 1970-х годов). После снижения уровня производства углеводородного сырья в Северном море, ранее являвшемся главным районом деятельности норвежской нефтяной отрасли, добыча перемещается на Север.

Хотя единодушной поддержки данного процесса пока нет. Аргументы «за» можно разбить на три группы. Во-первых, разведка и добыча нефти в Баренцевом море обеспечат развитие региона. Во-вторых, расширение операций на Севере поддержит уровень добычи в стране и строительный сектор. В-третьих, Норвегия способна разработать экологически безопасные технологии для освоения своего северного континентального шельфа.

Хватает, правда, и доводов «против». Они связаны, в первую очередь, с экологическими рисками. Так, нефтяные разливы при разработке месторождений могут оказывать очень серьёзное негативное воздействие на окружающую среду и на рыболовство.

Разработанная стратегия предусматривала тщательный выбор районов, которые должны быть открыты для нефтяных разработок, с учётом экологических проблем и интересов рыболовства. Предполагалось также введение ещё более жёстких экологических ограничений по принципу «нулевых выбросов». Два года назад эти и другие положения были сведены в «Интегрированный план управления норвежской частью Баренцева моря».

Правда, на этом проблема не была закрыта, и Норвегия продолжает обсуждать данные принципы теперь уже с российскими властями. Москва также заинтересована в этом диалоге, но только до конкретного решения ещё далеко, поскольку российская система управления в области экологии весьма отличается от норвежской.

Я хотел бы вспомнить слова российского президента Владимира Путина, назвавшего Норвегию «стратегическим шельфовым партнёром России». Такая оценка объясняется, прежде всего, наличием у Норвегии большого опыта работ на шельфе, а у России – огромных шельфовых ресурсов. В то же время между нашими странами имелись разногласия в нефтяной сфере, чреватые возникновением как юридических, так и межгосударственных конфликтов...

Как известно, разграничение континентального шельфа в Баренцевом море стало проблемой ещё в далёкие 1970-е годы, когда вступило в силу новое морское право, открывшее перед прибрежными государствами возможность расширять свой континентальный шельф до 200 морских миль от берега. Но если два континентальных шельфа примыкают друг к другу, то провести границу между ними можно по-разному. Россия и Норвегия придерживаются различных принципов, и между ними возник спор по поводу примерно 175 тыс. км². Переговоры об определении границ продолжались без малого 40 лет. Советская (а впоследствии и российская) сторона утверждала, что наши страны могли бы начать со-

трудничество, не дожидаясь определения границ. Наша же позиция была иная: сначала необходимо чётко определить границу.

Наконец, 15 сентября 2010 г. Россия и Норвегия подписали в Мурманске договор о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане. Разведка в спорных акваториях не велась с 1982 г., после того как Норвегия и Советский Союз договорились приостановить такие работы до достижения соглашения. Но их возобновление в последние годы уже дало обнадеживающие результаты.

В 2000-е годы появился ещё один фактор, способный существенно ускорить развитие российско-норвежского сотрудничества. Речь идёт о проекте разработки Штокмановского месторождения – огромного источника углеводородов, вызывающего колоссальный интерес в плане развития Арктики. Освоение Штокмана могло бы стать самым крупным в истории проектом по добыче газа на шельфе. Ведь он в состоянии давать столько сырья, сколько извлекается сегодня на всём норвежском континентальном шельфе. Однако это очень сложный проект, поскольку месторождение находится далеко от берега. Поэтому потребуются весьма значимые усилия по его реализации.

Французская компания Total и норвежская Statoil стали партнёрами «Газпрома» в этом грандиозном начинании. В Норвегии полагают, что участие наших предприятий в освоении Штокмана могло бы способствовать более детальной проработке экологической составляющей данного проекта. Но принятие окончательного решения по нему постоянно откладывалось. Объявленные сроки начала добычи (уже в 2013 г.) оказались излишне оптимистичными. В результате ныне в отношении этого проекта существует значительная неопределённость, фактически он заморожен.

Сегодня Норвегия и Россия – крупные, конкурирующие субъекты европейского газового рынка – в силу известных причин вступили в тесные взаимоотношения в сфере добычи «голубого топлива». Тем не менее я уверен, что Норвегия хотела бы и дальше сохранять рыночную конкуренцию. Ведь сотрудничество в области производства сырья совсем не означает автоматического исчезновения конкуренции при его реализации. И норвежским компаниям ещё предстоит донести эту мысль до европейских покупателей «голубого топлива». Словом, к ещё не решённым проблемам начинают добавляться новые. Однако я сохраняю оптимизм.

Окружающую среду Арктики надо защищать всем миром

Елена НОВИКОВА

(Novikov & Advisors, г. Москва)

Арктический клубок проблем всё сильнее закручивается из-за ряда политических, энергетических и климатических факторов. И сегодня опыт Арктики показывает, что реализация масштабных нефтегазовых проектов в международных водоёмах не может быть внутренним делом отдельных государств. А секторальное разграничение дна моря вряд ли способно позитивно влиять на режим природопользования и разрешение возникающих экологических проблем.

МНЕНИЕ

Арктика как общий «полигон» для исследований

Вильфрид ЙОКАТ,

(Институт полярных и морских исследований Альфреда Вегенера, г. Бремерхафен, Германия)

В настоящий момент я не вижу, каким образом одно из заинтересованных государств могло бы претендовать на Северный полюс в соответствии с существующими директивами ООН. И если имеющие выход к Арктике государства смогут подтвердить свои притязания соответствующими геофизическими данными, то часть Арктики наверняка станет их законной собственностью. Но решение об этом будет принимать специально созданная комиссия ООН. А остальной мир должен будет внимательно отслеживать процесс: ведь речь идёт о гигантских претензиях на территории не только в Арктике.

Если глобальное потепление будет продолжаться и дальше, вечная мерзлота частично растает и высвободится метан. Не приведёт ли это к быстрому нагреванию земной поверхности? Если лёд станет таять быстрее и освободятся морские транспортные пути, то по ним, конечно, чаще будут ходить корабли – со всеми вытекающими отсюда последствиями: загрязнением и авариями. Как контролировать данный процесс? Наконец, уже сегодня на Шпицбергене существуют угольные шахты, а в Северной Гренландии – объекты по добыче металлических руд. Не увеличится ли в результате более интенсивного освоения этих ресурсов загрязнение арктических вод? Вместе с тем, потепление Арктики будет иметь определённые последствия для морской экосистемы.

Важно обобщить имеющиеся данные, для того чтобы оценить гипотетические изменения. Кроме того, наблюдая за таянием льдов, мы сможем внести существенный вклад в нынешнюю дискуссии об изменениях климата и даже окинуть взглядом прошлое: результаты бурения показывают, какие условия существовали раньше. Этот «архив», в свою очередь, поможет нам оценить сегодняшнюю модель климата.

Чаще всего арктические страны отстаивают подходы и принципы, закреплённые международной Конвенцией ООН по морскому праву. Однако зачастую берутся во внимание исторические обстоятельства, порождающие особые условия и предпосылки разграничения. Но ни одно из этих направлений не даст результатов, которые удовлетворили бы всех.

Ведь навигация и недропользование в одном из секторов в силу характера течения, нарастающей динамики таяния льдов и т. д. влияют на состояние экосистемы всего региона, а также на качество окружающей среды остальных прибрежных государств. Например, Гольфстрим, проходя вдоль берегов Норвегии, приносит в Россию как тепло, так и... загрязнённые воды.

Поэтому прибрежные страны должны согласовывать между собой механизмы охраны окружающей среды при разработке нефти и газа Арктики. «Парад суверенитетов» не приблизит решение проблем природопользования в Арктике. Как объект правового регулирования следует определить именно деятельность по строительству и эксплуатации платформ и иных устройств, технологически связанных с береговой инфраструктурой.

Прецедент существует – Конвенция OSPAR, регулирующая охрану среды в Северном море при нефтяных работах. Страны-участницы смогли договориться и унифицировать экологические требования, согласовать режим экологического контроля, систему управления рисками, оценку негативного воздей-

ствия, экологический мониторинг. При этом компетенция всех уполномоченных органов конвенции, включая контролирующие, согласована и унифицирована. Как показала практика, это – оптимальный подход к природопользованию в международном водоёме. Жаль, что подобным режимом не охватывается весь Баренц, где сегодня активизируются нефтеразведка и добыча, и другие северные моря. К тому же Россия в данной конвенции не участвует.

При этом правовой режим природопользования в международных водоёмах, прилегающих к России, на сегодня не определён ни в одном из документов международно-правового характера. Нет и двусторонних соглашений между Россией и Норвегией.

В итоге, когда недропользователь приходит в этот район, у него нет представления о том, экологическим требованиям какого законодательства он должен соответствовать. Выполнять же нормативы всех прибрежных государств практически невозможно. Вопрос очень конкретный: при нанесении экологического ущерба или возникновении аварийных ситуаций определить объём имущественной ответственности затруднительно. Застраховать экологические риски проблематично – страховые компании соглашались лишь на их покрытие, ограниченное стоимостью оборудования, стараясь избегать принятия к страхованию рисков возмещения ущерба акватории. Пример с катастрофой танкера Exxon Valdez – серьёзный сдерживающий фактор для развития экологического страхования. Судебный спор о надлежащем истце и объёме возмещения экологического вреда всё ещё продолжается.

Предметами международного урегулирования должны быть экологический контроль, система ликвидации аварийных ситуаций, режим освоения трансграничных месторождений, нормирование, юридическая ответственность и прочие элементы эколого-правового регулирования.

Особый акцент нужно сделать на альтернативных способах урегулирования международных споров. Речь идёт о медиации, «бескровном» и эффективном методе улаживания конфликта, участником которого прямо или опосредованно является несколько государств, заинтересованных в стабильном и долгосрочном партнёрстве. На первом этапе можно было бы принять двустороннее соглашения (в частности, между Россией и Норвегией), к которому потом присоединились бы и другие государства.

Словом, используя экологические и экономические инструменты, обозначенные проблемы можно решать уже сегодня. При этом надо исходить из того, что предметом регулирования должна стать сама деятельность, технологически связывающая акваторию, дно и береговую инфраструктуру.

Институциональные аспекты освоения Арктики

Валерий КРЮКОВ

(Государственный университет «Высшая школа экономики», Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН, г. Новосибирск)

Освоение ресурсов Арктики – сложная и комплексная проблема, которую надо рассматривать в тесной взаимосвязи её международных и внутренних аспек-

тов. Что касается вторых, то приоритеты на государственном уровне у нас пока не определены. Приводимые аргументы о том, что ресурсная база на суше ухудшается и поэтому необходимо осваивать нефтегазовые запасы на арктическом шельфе, неубедительны и не отражают всей многогранности эксплуатации природных богатств Арктики.

Давайте вспомним: поначалу Штокмановский проект был инициирован группой компаний, создавшей «Росшельф». Целью было использование невосребованного в 1990-е годы производственного потенциала предприятий ВПК в Мурманской и Архангельской областях. Отсутствие в тот период оборонного заказа породило идею переключения на шельфовые нефтегазовые проекты. То есть во многом это было связано не с энергетическими проблемами, а с использованием мощностей прибрежных территорий Северо-Запада России.

Однако эффективное освоение природных запасов требует наличия сбалансированного ресурсного режима – системы, включающей в себя права собственности, нормы и правила освоения ресурсов, а также процедуры разрешения конфликтов. В России весь этот блок практически отсутствует. У нас сложилась специфическая модель недропользования. Её можно «охарактеризовать» тремя «измами»:

- централизм (концентрация властных полномочий по распоряжению нефтегазовыми ресурсами на федеральном уровне);
- корпоратизм (освоение углеводородных запасов в крупных районах при доминировании ведущих компаний – на шельфе это «Роснефть» и «Газпром»);
- патернализм (решение социально-экономических проблем северных территорий в зависимости от приоритетов корпораций, которые определяются их головными структурами).

При отсутствии эффективной и непротиворечивой системы управления природными ресурсами (особенно нефтегазовыми) разрабатываются организационные схемы реализации нефтегазовых проектов в Арктике. Их суть – создать Национальную морскую нефтегазодобывающую компанию, принять целевую программу финансирования работ на шельфе, определить «Газпром» и «Роснефть» как государственные уполномоченные компании, создать специальный орган в правительстве России.

Однако сразу же возникают проблемы с управляемостью данных схем. Ибо, насколько эффективны упомянутые компании, говорить излишне. Я считаю, что необходимо создать механизм, позволяющий учитывать множественность и динамизм интересов сторон при освоении Арктики и находить в каждой ситуации взаимоприемлемые решения.

Итак, каковы основные институциональные проблемы освоения нефтегазовых ресурсов Арктики и северных регионов России? Одна из них – отсутствие у властей страны непротиворечивой позиции по отношению к данной теме. Ключевые усложняющие аспекты – унитарная фискальная налоговая система, рост прямого участия государства (тот самый централизм), неясность в сфере экспорта газа и нефти, дефицит рискованного капитала из-за излишних ограничений по участию иностранных инвесторов,

а также жёстких условий привлечения независимых недропользователей.

Одна из основных организационных проблем освоения шельфовых месторождений Севера и Северо-Востока – несовершенство форм реализации новых проектов. Очевидно, ключевым моментом здесь должно стать сочетание децентрализованного и централизованного подходов. То есть производственная инфраструктура конкретных проектов должна создаваться консорциумами недропользователей, а общерайонная (терминалы, магистральные трубопроводы и т. д.) – на основе частно-государственного партнёрства.

Ключевой элемент реализации нефтегазовых проектов и повышения их инвестиционной привлекательности – лицензионная политика. К сожалению, в России нет такой практики, как, скажем, в Норвегии, когда лицензия выдаётся ряду компаний и одна из них является оператором. Это значительно снижает риски и повышает ответственность компании за выполнение условий лицензионного соглашения.

Основной целью формирования адекватной институциональной среды должно стать уменьшение

Табл. Ресурсный потенциал некоторых арктических акваторий России, млрд т нефтяного эквивалента

Арктические акватории	Объёмы ресурсов	Запасы, поставленные на баланс
Баренцево и Печорское моря	30,3	4,95
Берингово море	1,08	0
Восточно-Сибирское море	5,58	0
Карское море	41,2	4
Море Лаптевых	3,26	0
Охотское море	8,7	1,7
Чукотское море	3,3	0
Всего по акваториям	93,42	10,65
Источники: Минприроды РФ.		

рисков, связанных с нестабильностью норм и правил освоения нефтегазовых ресурсов. В России эти риски наиболее значимы и обусловлены изменениями ставок налогов, условий реализации проектов, статуса различных организационных форм. Выход здесь – это сочетание централизованных и децентрализованных форм регулирования.

Наконец, ещё одним ключевым направлением должна стать поддержка инновационных венчурных компаний при изучении, поиске, оценке и разведке месторождений. Необходимо также привлечение рискованного капитала. В конечном счёте, нам нужно развитие конкуренции, которое бы способствовало освоению нефтегазовых ресурсов арктического шельфа.

Словом, требуется адекватная институциональная среда, включающая:

- антимонопольное законодательство;
- формирование новых институтов (таких, например, как оператор проекта);
- уполномоченные государственные органы регулирования, приближенные к районам проведения операций по освоению шельфа;
- процедуры технического регулирования (у нас до сих пор нет норм и регламентов по освоению месторождений на шельфе);
- налогообложение с учётом издержек и рисков, возникающих в ходе осуществления морских проектов. ■

DNV: риски под контролем



В ПЕРЕДВЕРИИ 150-ЛЕТНЕГО ЮБИЛЕЯ МЕЖДУНАРОДНОГО КЛАССИФИКАЦИОННОГО И СЕРТИФИКАЦИОННОГО ОБЩЕСТВА DET NORSKE VERITAS МЫ ВСТРЕТИЛИСЬ С ВИЦЕ-ПРЕЗИДЕНТОМ, РЕГИОНАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ DNV НИЛЬСОМ АНДРЕАСОМ МАСВИ.

– Нильс Андреас, расскажите нашим читателям немного о вашей компании.

– DNV (Det Norske Veritas) – независимое классификационное и сертификационное общество, целью которого является охрана жизни, имущества и окружающей среды. История компании берет начало в 1864 году, когда организация была создана в Норвегии.

Изначально компания занималась проверкой и оценкой технического состояния торговых судов.

Сегодня наши ключевые услуги связаны с идентификацией, оценкой и управлением рисками.

Усилия DNV направлены на безопасное и ответственное повышение эффективности деятельности, независимо от специфики бизнеса. Наш подход применим и в классификации судов, и в сертификации систем управления качеством автомобильного завода, и в оказании консультационных услуг по проектированию, строительству и эксплуатации морских нефтегазовых комплексов.

На международном рынке DNV работает с 1867 года. Головной офис компании располагается в Осло. В настоящий момент мы имеем 300 отделений в 100 странах мира.

Считаю, что наши ключевые активы – это колоссальный опыт многих поколений профессионалов и знания более 10 000 специалистов со всего мира. К слову, у нас работают люди более 85 национальностей.

– Какие основные направления деятельности компании Вы бы особенно отметили?

– В настоящее время мы распределили нашу деятельность между тремя компаниями, специализирующимися на наших ключевых направлениях:

- Морское и нефтегазовое подразделение (Maritime and Oil&Gas) выполняет классификацию, верификацию, оценку рисков и оказывает консультационные услуги для морского судоходства и нефтегазовой промышленности.

- DNV KEMA, Изменение Климата и Энергоэффективность является лидером в области консалтинга, исследований, испытаний и сертификации в области энергетических систем.



- Сертификационное подразделение (Business Assurance) оказывает услуги широкому спектру организаций разного профиля по сертификации, оценке и обучению, подтверждая качество продукции, процессов и систем менеджмента.

– Ваша компания широко известна за рубежом. Какой опыт участия в российских проектах приобрела за последние годы DNV в России?

– DNV активно участвует в морских нефтегазовых проектах как разработчик стандартов, классификационное общество и независимый эксперт.

Реалии таковы, что стандарты DNV применялись практически во всех сложных проектах в Северном море, Черном море, Балтийском море и Мексиканском заливе.

В частности, морская часть газопроводов «Глубой поток» и «Северный поток» была спроектирована и построена по стандарту DNV для подводных трубопроводов.

Более того, крупнейшие производители труб в России прошли процесс квалификации в DNV на соответствие данному стандарту.

Из значимых проектов в области классификации морских судов, плавучих сооружений и морских буровых платформ можно отметить классификацию се-



рии полупогружных самоходных платформ для освоения шельфа и судов снабжения, построенных на предприятиях Северо-Запада России. Также нами была выполнена классификация объектов освоения шельфа Каспийского моря, построенных на судостроительных предприятиях Южного федерального округа. В целом, суда, классифицированные в DNV, работают в составе флотов крупнейших судоходных компаний России.

– И напоследок традиционный вопрос: каковы планы компании на будущее, в частности, в России?

– DNV, как признанному международному сертификационному и классификационному обществу, есть что предложить для реализации будущих проектов на шельфе. Кроме того, DNV является ведущим поставщиком услуг по оценке и управлению риском. Мы активно используем риск-ориентированный подход в сегодняшней работе и рекомендуем его для применения в проектах с суровыми климатическими условиями.

DNV активно участвует в совместных отраслевых проектах (JIP) с крупнейшими нефтегазовыми компаниями, включая научно-технические исследования и проекты по обмену накопленным опытом.

Так с 2007 г. по 2011 г.г. компания DNV при поддержке Министерства иностранных дел Норвегии в партнерстве с ТК 23 (от российской стороны) возглавляла проект «Баренц 2020» (Гармонизация стандартов по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды в Баренцевом море) от норвежской стороны.

По результатам работы международных рабочих групп по проекту было выпущено два технических отчета на английском и русском языках, которые открыты для использования и могут быть применены, на наш взгляд, в суровых климатических условиях.

Кроме того, мы располагаем разработками в области специализированных компьютерных программ по управлению судостроительным комплексом, логистике морских перевозок и управлению энергоэффективностью судов и плавучих сооружений. Из последних направлений следует отметить наше сотрудничество с крупнейшими игроками по вопросам применения СПГ как топлива на судах.

Заглядывая вперед, мы в DNV с нетерпением ожидаем интересных совместных проектов, благоприятной конкуренции лучших технологий и безопасных методов для применения на шельфе. А мы, со своей стороны, готовы содействовать нефтегазовым компаниям в данном направлении. ■

Экологический мониторинг – на высоте

Решения ИТЦ «СКАНЭКС» для комплексного оперативного спутникового мониторинга морских акваторий



Алексей КУЧЕЙКО,
кандидат технических
наук, заместитель
генерального директора
(ИТЦ «СКАНЭКС»)



Наталья ФИЛИМОНОВА,
руководитель группы
РСА мониторинга
(ИТЦ «СКАНЭКС»)



Анна АНТОНЮК, аспирант-ка
МГУ имени М. В. Ломоносова,
эксперт отдела оперативного мониторинга
(ИТЦ «СКАНЭКС»)

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ морских акваторий России в наше время становится все более и более актуальной темой. Современное морское судоходство, речной и береговой сток, естественные выходы нефти, разведка и добыча нефти на шельфе, её транспортировка – все эти факторы способны оказывать заметное влияние на уровень загрязнения морей. Именно спутниковый мониторинг позволяет наиболее точно определить источник загрязнения.

Возможности мониторинга

Как показывает практика, на сегодняшний день самыми эффективными средствами, позволяющими контролировать экологическое состояние континентального шельфа, являются спутниковые системы ДЗЗ. Их неоспоримые преимущества – большой охват территории всепогодной съёмкой со спутников с радиолокаторами и оптической аппаратуры высокого пространственного разрешения. Мониторинг успешно используется для обнаружения разливов нефтепродуктов в результате судовых сбросов, эксплуатации нефтяных скважин и выносов загрязнений со стоками рек. Экологический мониторинг позволяет моделировать дрейф нефтяных загрязнений с учётом метеорологических и гидрологических параметров. С его помощью обнаруживаются естественные выходы нефти на морскую поверхность (сипов, грифонов) в интересах геологоразведки перспективных структур. Благодаря мониторингу можно осуществлять оперативный контроль над судоходством, а также обнаруживать суда, причастные к нарушению экологического законодательства. Нако-

нец, это зарекомендовавший себя метод выявления мест обитания редких и охраняемых видов морских животных.

Для эффективного решения вышеперечисленных задач используются радиолокационные данные оперативной всепогодной съёмки со спутников RADARSAT-2 и TerraSAR-X, а также применяются данные с оптических спутников.

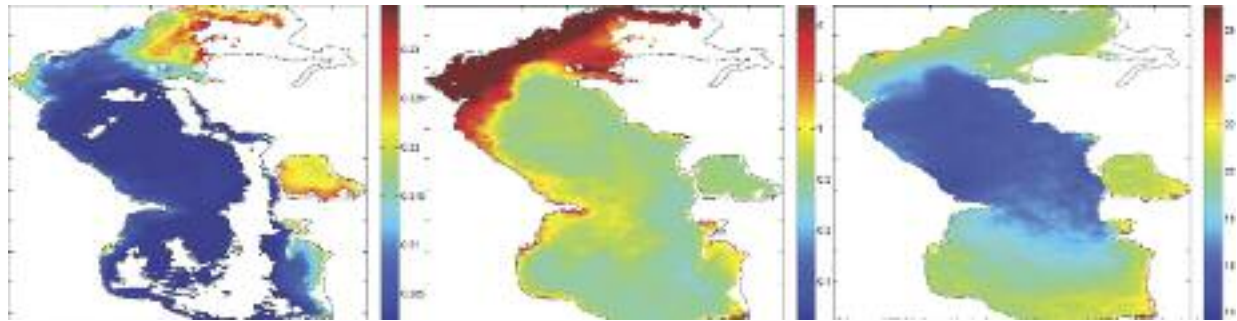
Мониторинг основан на технологиях, разработанных в инженерно-технологическом центре (ИТЦ) «СКАНЭКС», в частности мультиспутникового мониторинга ScanNet, веб-ГИС визуализации и анализа данных Геомиксер, моделирования дрейфа нефтяных пятен ScanDrifter и др.

Для обеспечения высокой оперативности мониторинга был организован непрерывный цикл круглосуточного приёма и обработки РЛИ в московском ИТЦ «СКАНЭКС». Это позволило информировать заказчика о фактах обнаружения нефтяных загрязнений в районе мониторинга, о навигационно-судовой и ледовой обстановке с минимальной задержкой по времени. Спутниковая информация после тематической обработки, анализа и экспертизы в квазиреальном масштабе времени предоставлялась заказчикам с помощью закрытого веб-сервиса.

Комплексный анализ получаемой информации в едином информационном пространстве позволяет в оперативном режиме решать поставленные задачи в течение 1–3 часов после проведения спутниковой съёмки. Таким образом, решения при ликвидации различных чрезвычайных ситуаций на море принимаются с минимальными задержками по времени. Для оценки экологического состояния морской среды ежесуточно на основе данных спектрорадиометров MODIS со спутников Terra и Aqua составляются карты концентрации хлорофилла, взвешенных веществ и температуры морской поверхности.

В числе ключевых проектов инженерно-технологического центра «СКАНЭКС» – комплексный оперативный спутниковый мониторинг нефтегазового месторождения им. Ю. Корчагина на Северном Каспии, проводимый с августа 2009 г. по заказу ООО «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть». Мониторинг основан на технологиях, разработанных в ИТЦ «СКАНЭКС», в том числе мультиспутникового мониторинга ScanNet, веб-ГИС визуализации и анализа данных Геомиксер. В течение периода мониторинга (2009–2012 гг.) не было выявлено нефтяных загрязнений, связанных с работами на нефтегазовом месторождении им. Ю. Корчагина, что подтвердило эффективность принимаемых мер экологической и промышленной безопасности «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефти».

Рис. 1. КАРТЫ КОНЦЕНТРАЦИИ ВЗВЕСИ (МГ/Л, СЛЕВА), ХЛОРОФИЛЛА-А (МГ/М³, В ЦЕНТРЕ), ТЕМПЕРАТУРЫ ПОВЕРХНОСТИ МОРЯ (°С, СПРАВА), СОЗДАННЫЕ НА ОСНОВЕ ИЗОБРАЖЕНИЙ МНОГОСПЕКТРАЛЬНОГО ДАТЧИКА MODIS СО СПУТНИКОВ TERRA И AQUA, 15 МАЯ 2013 Г., КАСПИЙСКОЕ МОРЕ.



Нам сверху видно всё

На протяжении нескольких лет ИТЦ «СКАНЭКС» также проводит экологический спутниковый мониторинг Чёрного и Азовского морей. За время мониторинга были обнаружены плёночные загрязнения, в основном судового происхождения. Помимо данных о плёночных загрязнениях, были получены спутниковые изображения и информация, характеризующие аномальную ледовую обстановку в Азовском море зимой 2012 г., развитие экстремально сильных ветров в Новороссии и окрестностях в январе и феврале, последствия аномальных ливневых осадков в Краснодарском крае, цветение водорослей в Чёрном море.

сто вдоль берега заповедников детектируются фрагменты рыболовных снастей. В расставленных сетях могут запутаться млекопитающие, погибнуть птицы.

Актуальность проблемы истощения запасов углеводородов в мире из года в год растёт. Мировые тенденции таковы: нефте- и газодобыча с континента все больше перемещается на шельф. При этом добыча нефти на морском шельфе предъявляет особенно высокие требования экологической безопасности к технологиям сооружения инженерных конструкций, бурению скважин и добыче нефти и газа, а равно и техническим средствам прибрежной инфраструктуры нефтегазовых комплексов.



Рис. 2. Сводная карта плёночных загрязнений, обнаруженных в восточной части Чёрного моря в 2012 г. (цветами показаны: красным – судовые разливы, фиолетовым – вероятные судовые разливы, зелёным – грифонные слики, синим – плёночные загрязнения с выносами рек, светло-коричневым – плёночные загрязнения неизвестной природы). © ИТЦ «СКАНЭКС».

В 2012 г. реализован пилотный проект по выявлению нарушений правил рыболовства во время лососёвой путины (Охотское море). Нарушения заключаются в несанкционированной установке неводов, превышении их длины и др. На детальных снимках со спутника EROS В хорошо просматриваются неводы для ловли рыбы (возможно даже определить их длину и параметры расположения относительно берега). Также с помощью спутниковых данных проводится контроль рыболовства в морских заповедниках. Ча-

Качественный спутниковый мониторинг – одна из гарантий эффективного контроля над экологическим балансом морских акваторий России. И подобный контроль способны обеспечить отечественные технологии веб-геоинформационных сервисов и геопортальных решений, используемые «СКАНЭКС», – они полностью соответствуют мировому уровню по критериям оперативности, эффективности, надёжности и обладают привлекательной стоимостью. ■

Когда проекты «двигают» законодательство

Наращивание объёмов работ на шельфе требует совершенствования правовой базы

Дмитрий АЛЕКСАНДРОВ,
начальник отдела аналитических исследований
ООО «ИК УНИВЕР Капитал»;

Дмитрий ЖУКОВ,
начальник эколого-аналитической лаборатории
управления экологии
ООО «Питер Газ»

Готовность отечественных «локомотивов нефтегазовой индустрии» начать непосредственные работы на шельфе северных морей стимулировала законодателей внести целый ряд уточнений и дополнений в основополагающие документы, регулирующие деятельность недропользователей и подрядно-проектировочных организаций. В частности, изменениям подверглись Федеральный закон «О континентальном шельфе Российской Федерации» и СНиП 11-02-96, на которые ПНИИ по инженерным изысканиям в строительстве дал свой СП 47.13330. 2012 г. При этом можно с удовлетворением отметить, что, судя по всему, в данных регуляторных инициативах были учтены результаты анализа крупных техногенных аварий, произошедших в отрасли в течение последних лет.

Уроки Мексиканского залива

Наиболее яркий (полностью так и не завершённый до сих пор) инцидент на шельфовом объекте произошёл в Мексиканском заливе 20 апреля 2010 г. Тогда в результате взрыва на нефтяной платформе Deepwater Horizon погибло 11 человек персонала, буровая затонула, а устье скважины осталось незаблокированным. При этом подрядчики, операторы и владелец платформы длительное время искали виновных между собой, обвиняя персонал в халатности, менеджмент в некомпетентности, а оборудование в неэффективности. Поскольку окончательного решения по делу нет, не будем выносить свой вердикт, а обратимся к итоговым фактам.

Итак, частично устранить утечку оказалось возможным только через несколько месяцев, в июле, а полностью – в сентябре, когда в воду уже успело попасть порядка 5 млн баррелей нефти. В ходе ликвидационных работ удалось собрать не более 800 тыс. баррелей. Совокупный ущерб BP оценила в 17 млрд долларов, прямые затраты на ликвидацию составили около 8 млрд, но по причине многочисленных исков и в связи с прямым требованием властей США пришлось зарезервировать в общей сложности около 32 млрд долларов. Вскоре в число «виновных» вошли также MOEX и Andarko. Совокупный объём штрафов и встречных исков всех компаний-участниц инцидента подобрался к 100 млрд долларов.

Естественно, что работы в рамках подобных проектов всегда велись и будут вестись фактически на острие технологических достижений и на грани возможностей. Однако чем выше в этом случае будет степень проработанности технико-технологических требований на уровне законодательного и норматив-

ного регулирования, тем меньше окажется возможностей для негативного влияния человеческого фактора. А ведь именно он в подобных условиях может стать ключевым триггером аварийной ситуации, будь то принятие управленческих или исполнительских решений.

Поправки с «географической направленностью»

Ведущие российские компании – холдинги «Роснефть» и «Газпром» – в лице дочерних или совместных предприятий в настоящее время приступают во всё больших масштабах к непосредственному освоению углеводородных запасов северного шельфа. Ясно, что столь крупные и рискованные проекты требуют корректировки законодательной базы. Причём не только в части налогообложения, но и в сфере технического регулирования и безопасности недропользования.

В декабре 2012 г. и мае 2013 г. были внесены изменения в федеральные законы «О континентальном шельфе Российской Федерации» (№ 187-ФЗ) и «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» (№ 155-ФЗ). Они касаются формирования планов по профилактике и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, а также создания финансового обеспечения данных планов. Кроме того, они требуют учёта ледовой обстановки при проведении работ. Таким образом, «географическая направленность» данных нововведений вполне очевидна.

Так, статья 8 ФЗ № 187, определяющая особенности разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов, отныне требует включения в лицензии в качестве неотъемлемой составной части сведений о технологиях и методах ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в морской среде в ледовых условиях.

Глава IV ФЗ № 187 (создание, эксплуатация, использование искусственных островов, установок, сооружений, прокладка подводных кабелей и трубопроводов на континентальном шельфе) распространена также и на проведение буровых работ. То есть она может применяться при начавшемся сейчас разведочном и промысловом освоении шельфа.

Согласно обновлённому законодательству, недропользователь будет обязан:

- составлять план предупреждения и ликвидации разливов;
- создавать систему наблюдений за состоянием морской среды в районе осуществления своей деятельности, а также систему связи и оповещения;



- иметь финансовое обеспечение мероприятий, включая возмещение в полном объеме причиненного вреда;

- располагать собственными аварийно-спасательными службами.

Следует при этом отметить, что под возмещением ущерба понимается компенсация в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде, в том числе водным биоресурсам, жизни, здоровью и имуществу граждан и юридических лиц, в результате разливов нефти и нефтепродуктов.

При возникновении подобного ЧП эксплуатирующая организация будет обязана:

- обеспечить оповещение органов исполнительной власти;

- организовать и провести работы по локализации и ликвидации разливов;

- принять меры по защите жизни и сохранению здоровья людей, а также морской среды и водных биоресурсов;

- обратиться в федеральные органы исполнительной власти для привлечения дополнительных сил, если разлив произошёл в объёме, не позволяющем устранить его на основе имеющегося плана;

- возместить возникший ущерб в полном масштабе.

Чтобы было, чем расплатиться

Поскольку объём необходимых денежных средств, как показывает мировая практика, может исчисляться в сложных ситуациях суммами, сопоставимыми с годовым оборотом крупных недропользователей, законом вводятся требования для обеспечения привлечения подобных ресурсов. В исчерпывающем списке

документов, подтверждающих наличие упомянутого финансового обеспечения, находятся:

- банковская гарантия уплаты денежных сумм;
- договор страхования, обеспечивающий финансирование необходимых мероприятий;
- документ, подтверждающий создание эксплуатирующей организацией резервного фонда, содержащего необходимые денежные средства.

При этом достаточно наличие одного из перечисленных документов. Понятно, что недропользователям, банковским и страховым организациям придётся доработать принципы определения страховых премий и комиссий за предоставление соответствующих гарантий. Необходимо также использовать синдикации и механизмы перестрахования рисков, чтобы минимизировать отвлечение средств от операционной деятельности. Также возможно внедрение программ кредитования под залог сформированного денежного резерва, который, на наш взгляд, может временно размещаться банковскими организациями в доходных финансовых инструментах (прямого ограничения этой возможности в законе не содержится).

Методика расчёта финансового обеспечения разрабатывается и утверждается федеральным органом исполнительной власти, определяемым правительством РФ. Поэтому она не может меняться недропользователем. А значит, для расчёта конечного финансового эффекта особое значение приобретает итог работ по ОВОС и ИИ (в частности, ИЭИ), а также по ПЭМик. Именно они дают первоначальное и текущее актуальное представление о масштабах экологических рисков и в динамике характеризуют сами объекты окружающей среды.

Сам план предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, под который происходит формирование финансовой «подушки безопасности», теперь также является объектом государственной экологической экспертизы. Однако если указанный план служит составной частью проектной документации, которая предусмотрена законодательством РФ о недрах или о градостроительной деятельности и которая уже прошла государственную экологическую экспертизу, то отдельного положительного заключения госэкспертизы для него не требуется.

Объём исследований станет максимальным

В переработанном выпуске свода правил «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения» (СП 47.13330. 2012 г. на основе СНиП 11-02-96) также уделено особое внимание вопросам работы на шельфе. Так, в число рекомендательных положений по исследованию экологических условий континентального шельфа, территориального моря и внутренних морских вод (п. 8.4.24) введены:

- определение гидрометеорологических параметров;
- подводная видеосъёмка участков дна, на которых ожидается наибольшее техногенное воздействие;
- отбор и подготовка проб воды для проведения гидрохимических анализов; проб воды, донных отложений и гидробионтов для выявления содержания

загрязняющих веществ; проб донных отложений для выяснения их состава, физических и физико-химических свойств, а также содержания органического углерода; проб на определение качественных и количественных показателей состояния микрофауны;

- анализ проб воды на определение гидрохимических показателей (при отсутствии возможности доставки проб в стационарную лабораторию);

- судовые (при необходимости – береговые) орнитологические и териологические наблюдения, а также в случаях, когда количественные оценки имеют значение для проектных решений, авианаблюдения;

- ихтиологические исследования – акустическая съёмка, траление, постановка сетей (при наличии разрешения на вылов и квоты, а также при условии, что выполнение данного вида исследований существенно дополнит имеющиеся фондовые, литературные и иные данные о распределении, миграциях, видовом, возрастном и половом составе рыб, обитающих в зоне влияния объекта).

Отдельного внимания заслуживает введение принципа полной неизученности акватории, на которой должны базироваться изыскания с целью обоснования проектов гидротехнических сооружений нефтепромыслов, располагающихся в пределах шельфовых зон морей (п. 7.4.5). Необходимо, чтобы данные изыскания включали в себя наблюдения за основными гидрометеорологическими характеристиками моря, организуемые непосредственно на участке строительства.

На площадке (трассе) размещения объекта капитального строительства, в том числе трубопроводного, следует создать условия для максимально полного и всестороннего исследования. Это, с одной стороны, даёт большую нагрузку на этапе ИЭИ и ОВОС, а с другой – явно стимулируется рассмотренными выше требованиями по компенсации потенциального ущерба, формированию специального «Плана по предупреждению и ликвидации...» и оснащению специализированных команд.

В технический отчёт для районов распространения морских водонасыщенных грунтов шельфовой зоны теперь требуется включать удельный вес грунтов с учётом взвешивающего действия воды (п. 6.7.2.15).

Изменены и требования к биологическим (флористическим, геоботаническим, фаунистическим) исследованиям, проводимым на шельфе. В частности, устанавливается необходимость дополнительного изучения характеристик фитопланктона, макрофитобентоса, бактериопланктона, зоопланктона и макрозообентоса.

В целом, вступившие в силу законодательные изменения и уточнения не меняют принципиальной картины и привычной практики подготовки к реализации крупных проектов в нефтегазовой сфере. Однако они усиливают ответственность заказчика-недропользователя и увеличивают значимость этапа ИЭИ, что должно благоприятно сказаться на реализации нефтегазовых проектов на российском шельфе, объём которых будет только нарастать. ■



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



12 сентября 2013 г. **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА** Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



8 октября 2013 г. **НЕФТЕГАЗСЕРВИС** Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями



5 декабря 2013 г. **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ** Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе



18 марта 2014 г. **НЕФТЕГАЗСНАБ** Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



22 мая 2014 г. **НЕФТЕГАЗСТРОЙ** Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с иносфирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"

Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru