

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЕКТАХ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА

2

2015

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 2 (22) / 2015

Современные подходы и перспективные технологии
в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа

Издается с 2010 г.

ISSN 2306-8949

Учредитель Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

Свидетельство
о регистрации СМИ ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Главный редактор П.Г. Цыбульский, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Зам. главного редактора Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, профессор, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия
М.А. Анисимов, профессор, д.ф.-м.н., Мэрилендский университет, США
Б.А. Сулейманов, профессор, д.т.н., Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Н. Башкин, профессор, д.б.н., Институт физико-химических и биологических проблем
почвоведения РАН
А.Н. Дмитриевский, профессор, д.г.-м.н., академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН
В.А. Истомин, профессор, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
И.Т. Мищенко, профессор, д.т.н., Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина
А.Е. Рыжов, к.г.-м.н., ОАО «Газпром»
А.Н. Шахвердиев, профессор, д.т.н., Азербайджанский технический университет

Научные редакторы Н.Н. Мансуров, д.т.н., профессор

Д.А. Онищенко, к.ф.-м.н.

Рецензенты Б.А. Никитин, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор

Р.В. Гольдштейн, член-корреспондент РАН, д.ф.-м.н., профессор

Над номером работали

Ответственный редактор А.В. Лужкова
Редактор А.Я. Стефанова
Корректор М.В. Бурова
Перевод А.Я. Стефанова
Верстка И.Ю. Белов
Дизайн обложки И.В. Шерстюк

Адрес редакции пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: vesti-gas@vnii-gaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 20.07.2015 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного
воспроизведения и распространения материалов сборника
(ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

В настоящее время газовая и нефтяная отрасли промышленности являются важнейшими составляющими энергетической и национальной безопасности России. Надежное функционирование нефтегазового сектора экономики обеспечивает устойчивое социально-экономическое развитие страны, политическую стабильность и формирует положительный баланс государственного бюджета. В этой связи широкомасштабное освоение морских месторождений углеводородов является важнейшей стратегической задачей Группы Газпром, а российский шельф рассматривается как наиболее перспективный регион для добычи углеводородов и открытия новых месторождений.

Площадь континентального шельфа России составляет 6,2 млн км², из них более 25 % перспективны с точки зрения добычи нефти и газа. По прогнозным оценкам начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородов шельфа России составляют около 100 млрд т условного топлива, причем большая часть запасов представлена ресурсами свободного газа – порядка 85 трлн м³.

Основные открытые запасы и прогнозные ресурсы углеводородов России сосредоточены в недрах арктических и дальневосточных морей. В регионе активно ведутся геологоразведочные работы, вводятся в эксплуатацию новые месторождения. Так, успешно реализуется первый в истории России проект по добыче нефти на шельфе Печорского моря – месторождение Приразломное. В Охотском море ведется добыча на Лунском и Пильтун-Астохском месторождениях, введен в эксплуатацию подводный добычной комплекс Киринского месторождения, подготавливается к разработке Южно-Кириновское месторождение. В акватории Обской и Тазовской губ проектируются объекты обустройства месторождений Каменномысское-море и Северо-Каменномысское.

Потенциал российского шельфа огромен. С каждым днем интерес к нему проявляют все больше отечественных и мировых нефтегазовых компаний. Вместе с тем в силу сложности природных условий, удаленности от районов с развитой инфраструктурой и потенциальных рынков сбыта освоение морских месторождений углеводородов в Арктике и на Дальнем Востоке требует решения трудоемких научно-технических и организационных задач, в том числе применения сверхсовременных технологий, включая подводные. Наша страна обладает уникальным опытом работы в Арктике. Это и арктические исследовательские экспедиции, и работа Северного морского пути, и огромный объем инженерных изысканий на шельфе, выполненный отечественными специалистами, в том числе по заказу Группы Газпром, для проектирования и строительства нефтегазопромысловых сооружений в ледовитых морях. Но, конечно же, не все задачи решены, поэтому необходимо продолжать научные исследования в широком диапазоне направлений.

В 2015 г. для осуществления научного сопровождения инвестиционных проектов освоения месторождений нефти и газа на шельфе РФ на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создано специализированное структурное подразделение Группы Газпром – Корпоративный научно-технический центр освоения морских нефтегазовых ресурсов. Исследования, выполняемые сотрудниками центра, достаточно полно отражает представленный тематический выпуск научно-технического сборника «Вести газовой науки». Кроме этого, в сборник вошли также интересные работы авторов из других профильных организаций.

В целом материалы выпуска весьма актуальны, круг рассматриваемых научных вопросов характеризуется комплексностью, разнообразием и прикладной направленностью. Хочется пожелать коллективу Центра обязательно сохранить традицию регулярной публикации аналогичных сборников. Отраслевые издания такого уровня способствуют повышению научно-технического потенциала предприятий нефтегазовой отрасли, развитию научной и практической базы освоения морских месторождений, обеспечению безопасности и надежности проектирования и эксплуатации морских промысловых объектов.



Член Правления,
начальник Департамента
ОАО «Газпром»
В.В. Черепанов

Слово редакторов



М.Н. Мансуров, заведующий Отделением геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н., профессор



Д.А. Онищенко, начальник Лаборатории гидротехнических сооружений Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.ф.-м.н.

Особенность современного этапа развития нефтегазовой промышленности России заключается в том, что акватории замерзающих арктических и дальневосточных морей становятся ареной активной хозяйственной деятельности. Расширение масштабов и появление новых форм вовлечения арктических нефтегазовых ресурсов в производственную деятельность требует решения проблем проектирования, создания и использования систем «человек – машина – географическая среда», связанных с размещением производственных объектов и предприятий, учетом факторов рабочей среды, надежности, оценки систем управления и т.д. Дело в том, что уже существующий опыт хозяйственного освоения месторождений шельфа в море Бофорта в начале 1970-х годов показал нерентабельность их промышленной разработки из-за слабой изученности параметров ледяного покрова и картины взаимодействия морского льда с опорами ледостойких платформ.

Несмотря на то что освоение шельфа замерзающих морей России не имеет аналога в мире и представляет собой сложнейшую научно-техническую и инженерную проблему, в последние годы разработаны и изготовлены уникальные с точки зрения мировой практики морские ледостойкие стационарные платформы для длительной работы в ледовых условиях на месторождениях Охотского, Печорского, Балтийского и Каспийского морей, созданы танкеры усиленного ледового класса, специализированные суда обслуживающего флота. Наряду со стационарными платформами при освоении морских месторождений нефти и газа применяются подводные устьевые комплексы. Так, впервые в России подводные системы добычи внедрены на Киринском газоконденсатном месторождении в Охотском море. Однако поскольку до сих пор подобные системы в мире использовались только в акваториях незамерзающих морей, обеспечение надежности и экологической безопасности арктического оборудования требует разработки и внедрения нормативно обоснованной системы управления и осуществления мер по минимизации возможных ущербов.

Таким образом, тематическую направленность настоящего сборника обусловила потребность в выработке рациональных решений в области создания технических средств обустройства месторождений в замерзающих морях.

РЕЦЕНЗИЯ

на тематический выпуск «Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа», научно-технический сборник «Вести газовой науки» № 2 (2015 г.)

Стратегия развития Арктической зоны и Зоны тихоокеанского побережья Российской Федерации предусматривает, в частности, создание научно-технических основ развития и обеспечения систем, связанных с производственной деятельностью и поддержанием обороноспособности страны в указанных регионах. Важнейшим аспектом реализации стратегии является комплекс фундаментальных и прикладных исследований, направленных на разведку, обустройство и эксплуатацию богатейших месторождений углеводородного сырья на северных и восточных территориях.

Предлагаемый сборник дает представление о современных подходах и перспективных технологиях, которые могут быть применены или уже применяются при реализации крупномасштабных проектов освоения месторождений нефти и газа на российском шельфе.

Привлекательная особенность сборника – участие в нем авторов, непосредственно вовлеченных в решение первоочередных задач указанных проектов. Задачи эти, как правило, междисциплинарные, требующие для своего решения совместной работы специалистов в области геологии и геофизики, океанологии и механики сплошных сред и механики льда и ледяного покрова, технологий разведки, добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа, в области машиностроения, судостроения и судовождения. Сегодня объединению усилий ученых и инженеров разных специальностей способствуют современные информационные технологии. Сказанное подтверждают статьи, представленные в сборнике, охватывающие целый ряд основных направлений проводимых фундаментальных исследований и научно-технических разработок в интересах освоения российского шельфа.

Отметим, что ознакомление с работами сборника потребует известных усилий от читателя, поскольку материалы зачастую относятся к разным областям знаний, используется специальная терминология (не всегда общедоступная), стиль изложения неоднороден (наряду со статьями, не содержащими формул, имеются и работы, где использован математический аппарат моделей, но для его понимания необходимо обращаться к первоисточникам). Усилия эти будут, однако, компенсированы новизной и увлекательностью представленных результатов и сформулированных в ряде случаев задач дальнейших исследований и разработок. Нет сомнения, что сборник послужит консолидации специалистов разных наук для решения актуальных проблем освоения арктического и тихоокеанского шельфа России.

Зав. лабораторией механики прочности и разрушения материалов и конструкций
Института проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН,
член-корреспондент РАН
Р.В. Гольдштейн

Содержание

- 5 **Ампилов Ю.П.**
Проблемы и перспективы разведки и освоения российского шельфа в условиях санкций и падения цен на нефть
- 15 **Мансуров М.Н., Захаров Е.В.**
О перспективах газонефтеносности на шельфе морей Восточной Арктики
- 21 **Харахинов В.В., Астафьев Д.А., Калита М.А., Корчагин О.А., Игнатова В.А., Наумова Л.А.**
Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфах Сахалина и Западной Камчатки
- 36 **Астафьев Д.А., Толстиков А.В., Шеин В.А., Кабалин М.Ю.**
Возможности оптимизации и повышения геолого-экономической эффективности газонефтепоисковых работ в акваториях Баренцева и Карского морей
- 48 **Сорохтин Н.О., Лобковский Л.И., Козлов Н.Е.**
Тимано-Варангерский пояс байкалит как новый нефтегазоносный бассейн России
- 54 **Леончик М.И., Сенин Б.В., Хортов А.В.**
Перспективы газоносности кайнозоя Черного моря
- 63 **Хортов А.В., Шлезингер А.Е.**
Глубинное строение и особенности образования Черноморской топодепрессии в связи с перспективами нефтегазоносности
- 69 **Мокшаев Т.А., Греков С.В.**
Опыт применения и перспективы развития систем подводной сепарации нефти и газа
- 74 **Греков С.В., Корниенко О.А., Сайфуллина Л.А.**
Об организации одновременного выполнения различных операций на морских платформах
- 78 **Вольтеррани Дж., Мания А.**
Методика заглупления морских трубопроводов компании Saipem S.p.A.
- 82 **Фаббри С., Каваллини Ф., Джоло Р., Спинелли К.М.**
Система SIRCoS: ремонт трубопроводов на глубинах ниже уровня погружения водолазов
- 92 **Казанин Г.С., Иванов Г.И., Казанин А.Г., Васильев А.С., Макаров Е.С.**
Экспедиция «Арктика-2014»: комплексные геофизические исследования в районе Северного полюса
- 98 **Дианский Н.А., Кабатченко И.М., Фомин В.В., Архипов В.В., Цветинский А.С.**
Моделирование гидрометеорологических характеристик в Карском и Печорском морях и расчет наносов у западного побережья полуострова Ямал
- 106 **Никитин М.А., Ривин Г.С., Розинкина И.А., Чумаков М.М.**
Идентификация полярных циклонов над акваторией Карского моря с помощью гидродинамического моделирования
- 113 **Миронюк С.Г.**
Геологические опасности осваиваемых месторождений восточного шельфа о. Сахалин: идентификация и принципы картографирования
- 118 **Чумаков М.М., Лужкова К.В.**
Определение ледовых условий на акватории Охотского моря у восточного побережья о. Сахалин с помощью спектрорадиометрических данных дистанционного зондирования
- 124 **Онищенко Д.А., Марченко А.В.**
Моделирование разворота на месте плавучего сооружения судового типа с внутренней турелью в условиях сплоченного ледяного покрова
- 133 **Журавель В.И., Журавель И.В., Мансуров М.Н.**
Практические вопросы учета аварийности морских скважин
- 142 **Маричев А.В.**
Влияние неблагоприятных факторов окружающей среды на проведение операций по ликвидации разливов нефти в замерзающих морях
- 145 **Никитин П.Б., Никитин П.П., Зюзина И.А., Стречень Е.В.**
О новых экономических условиях разработки морских месторождений углеводородов
- 151 **Ибрагимов И.Э., Трудов С.А.**
Технологические схемы подготовки скважинной продукции подводного промысла
- 155 **Сафонов В.С., Мельников А.В., Ганага С.В.**
Методические аспекты анализа аварийных процессов на подводных газопроводах
- 164 **Сведения об авторах**
- 169 **Information about the authors**
- 174 **Аннотированный перечень статей**
- 184 **Annotated list of articles**

УДК 550.8

Ю.П. Ампилов

Проблемы и перспективы разведки и освоения российского шельфа в условиях санкций и падения цен на нефть

Российский шельф издавна привлекал к себе внимание геологов, утверждавших, что там находятся несметные богатства полезных ископаемых. Помню, еще студентами МГУ в середине 70-х гг. XX в. мы слышали от своих преподавателей о том, что всего через несколько лет начнется масштабное изучение и освоение шельфа. Прошло без малого сорок лет, и почти такие же слова я сам говорил своим студентам всего лишь 3–4 года назад. Однако ничего похожего не случилось. Но почему? Ведь ресурсный потенциал российского шельфа действительно огромен.

В последние два года на всех акваториях возобновились активные геологоразведочные работы. Значит ли это, что в недалеком будущем мы станем свидетелями заметного роста морской нефтегазодобычи в России? Беспристрастный анализ различных факторов, некоторые из которых будут во взаимосвязи рассмотрены далее в статье, позволяет отвечать на этот вопрос весьма сдержанно [1–5].

Этапы изучения российского шельфа

Систематическое изучение недр шельфа началось, пожалуй, в середине 1970-х гг., когда созданная в Мурманске Комплексная морская арктическая геолого-геофизическая экспедиция (КМАГЭ, ныне – МАГЭ) приступила к производственным геофизическим работам. Правда, и ранее отправлялись в море экспедиции различных организаций, но это были эпизодические исследования или опытно-методические работы. А самые первые морские геофизические исследования в СССР начинались еще на акватории Каспия в 1950–1960-е гг.

Новый импульс интенсивному изучению шельфа, в особенности Арктического, придало решение об организации Главморнефтегаза в системе Миннефтегазпрома СССР. Благодаря реализации обширной программы геологоразведочных работ в 1980-е гг. были открыты десятки морских месторождений в Баренцевом и Карском морях, а также на шельфе Сахалина, которые ныне и составляют основную ресурсную базу настоящей и будущей нефтегазодобычи.

В 1990-е гг. практически все работы были свернуты из-за отсутствия финансирования, а большинство геофизических и буровых судов, не задействованных в России, направили на выполнение зарубежных контрактов. Следует, правда, отметить, что в 1992 г. была организована компания «Росшельф», учредителями которой стали ведущие государственные российские конструкторские бюро и крупные оборонные предприятия, перепрофилировавшиеся в рамках конверсии на выпуск мирной продукции. «Росшельфу» передали лицензии на крупнейшие открытые месторождения в Баренцевом море: Штокмановское и Приразломное. Вскоре Указом Президента РФ от 23 мая 1996 г. № 765 утверждена амбиционная программа освоения запасов углеводородов на шельфе арктических морей России, рассчитанная до 2010 г. Предполагалось, что до этого срока начнется добыча на ряде шельфовых месторождений Арктики, включая Штокмановское и Приразломное. Однако программе не суждено было реализоваться. Зато на Дальнем Востоке в конце 1990-х гг. стартовали два больших проекта «Сахалин-1» и «Сахалин-2», предусматривавших освоение нескольких месторождений северо-восточного шельфа Сахалина. Это стало результатом длительных и сложных переговоров представителей государственных

Ключевые слова:
шельф России,
Арктика,
Дальний Восток,
морская сейсморазведка,
бурение на шельфе,
лицензирование акваторий,
технологии морской добычи,
санкции.

Keywords:
Russian sea shelf,
Arctic,
Far East,
marine seismics,
offshore drilling,
licensing of waters,
sea oil-and-gas production techniques,
sanctions.

органов с иностранными инвесторами в рамках специальных схем налогообложения, допускаемых Федеральным законом от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции». Наряду с зарубежными компаниями акционерами проектов (с различным долевым участием) стали российские компании «Роснефть» и «Газпром», а операторами – компании ExxonMobil и Shell. Однако основная деятельность в этой области началась позднее, уже в первые годы нынешнего века. А «лихие девяностые» в целом для исследования шельфа оказались практически потерянными, технологии и квалифицированные кадры утрачены, в то время как в остальном мире шло усовершенствование и развитие технологий.

С началом 2000-х гг. наметилось некоторое оживление в изучении шельфов, в том числе и Арктического. К тому времени даже российские сервисные компании уже преимущественно использовали зарубежную технику. Наибольшую активность на шельфе проявлял «Газпром»: возобновились проектные и подготовительные работы по Штокмановскому и Приразломному месторождениям, были развернуты геологоразведочные работы в Обской и Тазовской губах Карского моря. Последние расположены вблизи районов традиционной газодобычи на севере Западной Сибири, где основные сухопутные месторождения перешли в режим падающей добычи. Вскоре эти уси-

лия ознаменовались открытием здесь нескольких газовых месторождений, наиболее крупными из которых оказались Каменномысское-море и Северо-Каменномысское. В это же время ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» успешно исследовало акваторию Каспия, открыв месторождения им. Филановского, Ракушечное и Центральное (последнее – в партнерстве с «Газпромом» и «КазМунайГазом»), начало опытную эксплуатацию каспийского месторождения им. Корчагина. ОАО «НОВАТЭК», в свою очередь, приступило на крупном Юрхаровском месторождении в Тазовской губе к промышленной добыче с берега горизонтальными скважинами при средней глубине воды 4 м.

И, наконец, в последние годы на шельфе также произошло несколько значимых событий. На Приразломном месторождении все же начата добыча нефти с опозданием более чем на 10 лет по отношению к первому плану сроку. Правда, темпы ее пока очень низки. Открыто крупное Южно-Киринское месторождение на шельфе Сахалина, а на соседнем Киринском газоконденсатном месторождении объявлено о начале добычи, хотя реальных поставок продукции оттуда пока нет и там предстоит решить еще много технических проблем.

За все время исследования российского шельфа уже пробурено свыше 200 морских скважин (рис. 1), однако изученность



Рис. 1. Основные этапы изучения российского шельфа

его остается крайне низкой: в частности, она примерно в двадцать раз ниже изученности шельфа Норвегии и в 10 раз ниже изученности американской части Чукотского моря. Но в последние два года в России резко активизировались геологоразведочные работы в связи с передачей большого количества лицензий двум крупнейшим российским компаниям – «Газпрому» и «Роснефти». Только что пробурена скважина «Университетская-1» на Приноземельском шельфе Карского моря, в результате чего открыто крупное месторождение нефти «Победа». Идет бурение дополнительных разведочных скважин на недавно открытом Южно-Киринском месторождении. Многократно возросли объемы геофизических работ. Так, на 2015–2016 гг. в сумме запланировано свыше 20 тыс. км² 3D-сейсморазведки и более 30 тыс. пог. км 2D-сейсморазведки. Однако многим планам в ближайшее время, скорее всего, не суждено будет сбыться.

Распределение лицензий на шельфе

До 2011 г. многие участки российского шельфа находились в нераспределенном фонде недр. Несколькими лицензиями владел «Газпром» – преимущественно в Баренцевом и Карском морях, а на дальневосточном шельфе отдельные лицензионные участки (ЛУ) принадлежали «Роснефти». Этим же двум компаниям в доле с иностранными партнерами принадлежат ЛУ в рамках действующих добывающих проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а также некоторые другие участки на шельфе Сахалина, где добыча пока не ведется («Сахалин-3», «Сахалин-5» и др.). У «ЛУКОЙЛа» было несколько ЛУ в акватории Северного Каспия. Единичные лицензии в различных акваториях принадлежали «НОВАТЕКУ», «Синтезнефтегазу», «Приазовнефти» и другим компаниям. Однако с 2012 г. ситуация кардинально изменилась. Для того чтобы компания получила лицензию на участок шельфа, она должна отвечать прежде всего двум главным критериям: обладать опытом работы на шельфе не менее 5 лет и иметь долю государства в акционерном капитале более 50 %. Этим требованиям отвечают всего лишь две российские компании – ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть». За компанией «ЛУКОЙЛ», не удовлетворяющей второму требованию, оставлены несколько ЛУ в Каспийском море, которые ей принадлежали ранее.

Объяснить это решение трудно. Во-первых, «Газпром» и «Роснефть» своими силами не проводят ни геофизических, ни буровых работ на шельфе, а нанимают сервисные компании – российские или иностранные. То есть в данном случае важен опыт тех, кто непосредственно выполняет работы, а не собственный опыт заказчика, у которого его практически нет. Заказчик (ОАО «Газпром» или ОАО «Роснефть») лишь организует работы и финансирует их. А что касается не разведочных, а добычных активов, то операторами всех нынешних действующих сахалинских морских проектов являются иностранные партнеры. Во-вторых, если дело в государственном контроле важнейших участков шельфа, то такой контроль никуда не исчезал и раньше, ведь недра и так принадлежат исключительно государству. Оно всегда вправе вмешаться в процесс разведки и добычи или даже отобрать лицензию, если не соблюдаются лицензионные обязательства, нарушаются технологии или наносится вред окружающей среде. Скорее всего, принятие указанного решения преследовало и другую цель: освободить по максимуму государственный бюджет от высоких трат на изучение нераспределенного фонда недр для подготовки участков к лицензионным раундам. Теперь эту задачу с финансовой точки зрения должны решать сами компании. В результате на сегодняшний день «Роснефти» на шельфе принадлежат 50 лицензий, а «Газпрому» – около 30 (рис. 2). Следует отметить, что размеры подразумеваемых ЛУ просто гигантские, прецедента чему в мировой практике еще не было (рис. 3). Чтобы при такой площади дойти до разведочной стадии и подготовить запасы промышленных категорий (С₁ и выше), потребуются очень много лет и значительные финансовые ресурсы. В любом случае в сроки выданных лицензий одновременно по всем участкам ни «Газпрому», ни «Роснефти» уложиться невозможно, поскольку для этого не хватит даже имеющегося в мире парка буровых установок, способных работать в Арктике, не говоря уже про отечественные.

Распределение почти всех наиболее привлекательных шельфовых лицензий между двумя крупнейшими компаниями, «Газпромом» и «Роснефтью», инициировало два разнонаправленных процесса. С одной стороны, отсутствие доступа на шельф другим российским и зарубежным компаниям должно резко затормозить процесс его геологического изучения.

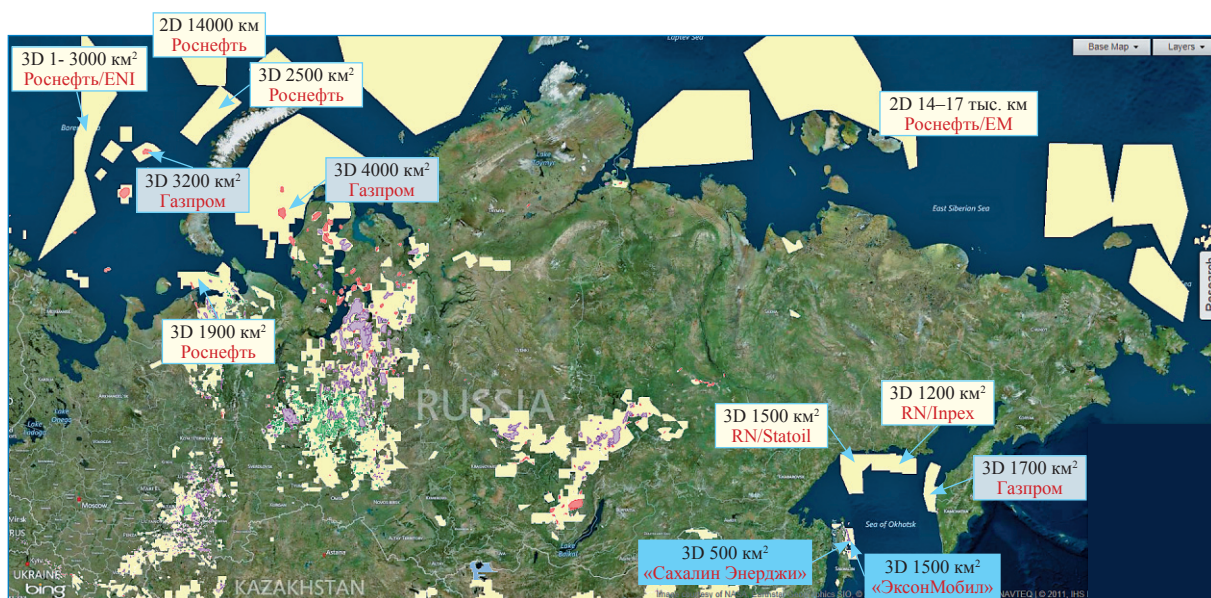


Рис. 2. Расположение лицензионных участков на российском шельфе

и планируемые в 2015 г. объемы морской сейсморазведки:

месторождения (красный цвет – газовые, лиловый – нефтегазовые, светло-зеленый – нефтяные); участки (темно-голубые выноски – разрабатываемые, светло-голубые и светло-желтые выноски – выставлены на аукцион)

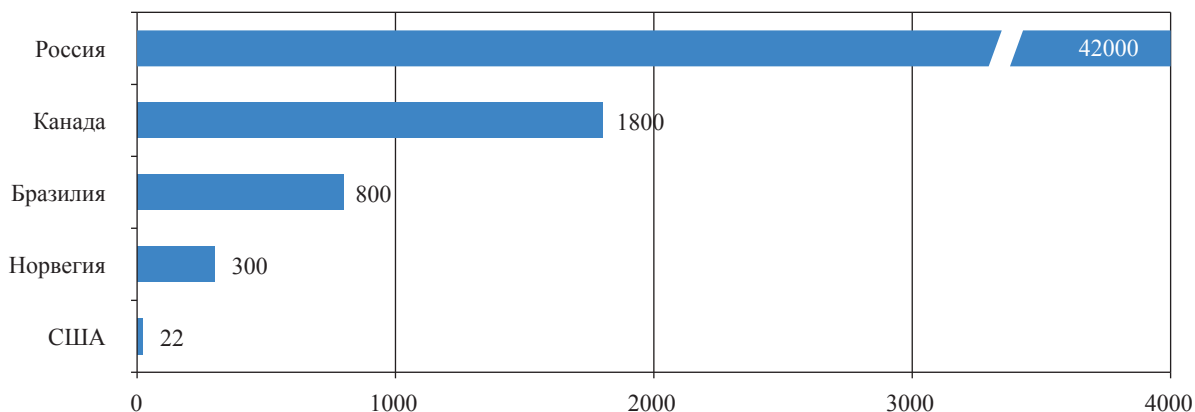


Рис. 3. Сопоставление средних площадей ЛУ в разных странах, км²

Но, с другой стороны, необходимость выполнения лицензионных обязательств заставляет и «Газпром», и «Роснефть» вести геологоразведку (а она на данном этапе состоит в основном из геофизических съемок) по возможности в соответствии с графиком лицензий. Тем более, Министерство природных ресурсов (МПР) теперь обещает за этим строго следить.

Принятая схема распределения шельфовых лицензий не позволяет использовать еще один удобный и распространенный в мире инструмент – мультиклиентскую съемку при геофизических работах. При такой схеме сервисные компании за свои средства и на свой

риск проводят работы на выбранных ими самими участках акваторий, а затем многократно продают полученные данные всем заинтересованным компаниям. Совсем недавно, всего 2–3 года назад, МПР пыталось внедрить этот перспективный инструмент на российском шельфе, но встретило непонимание других ведомств. На самом деле позиция МПР была конструктивной и полезной для государства. Например, норвежская компания PGS была готова тратить ежегодно на геофизику в российской Арктике до 300 млн долл. США собственных средств. С уверенностью можно утверждать, что и другие компании были

готовы к этому. Если бы такая схема была принята, государство в лице МПР получало бы бесплатно информацию о своих недрах и могло бы использовать ее при формировании тендерных пакетов, обязав участников ее покупать. Сервисные же компании, рискнувшие своими средствами, могли бы получать доход от продажи материалов в составе тендерных пакетов или в иных формах распространенных в международной практике. Как бы там ни было, теперь поздно об этом говорить. Вопрос решен не в пользу апробированного во всем мире механизма изучения недр с минимальными затратами для государства и компаний. Правда, и в нынешней системе остаются небольшие возможности для применения подобной схемы, которыми пока никто не пользуется. «Роснефть» или «Газпром» могли бы позволить каким-либо сервисным компаниям провести на своих участках мультиклиентские съемки и затем купить эти материалы, например, за половину себестоимости, заключив соглашение об их дальнейшей совместной продаже. Ведь очевидно, что в большинство проектов потом будут вовлечены иностранные партнеры. В мире общепринята практика, когда для снижения рисков сложные и крупные месторождения осваивают три-четыре компании в альянсе. Партнеры при вхождении в проект неизбежно должны приобретать эти данные для оценки объемов запасов и своих собственных рисков. И тогда основной недропользователь частично компенсировал бы понесенные расходы, а сервисная компания вернула бы свои затраты и получила бы некоторую прибыль. Все оказались бы в выигрыше.

Другим недостатком принятой в России стратегии лицензирования на шельфе является отсутствие возможности изучения региональных закономерностей по причине сосредоточенности работ на локальных лицензионных участках. Для этих целей потребуются привлечение госбюджетных средств либо использование механизма совместных научных исследований российскими и зарубежными компаниями.

Кроме «Газпрома» и «Роснефти» еще одним заказчиком геофизических услуг на шельфе является государство, хотя и в несущественном (применительно к километражу, а не к финансам) объеме. В последние годы такие работы были связаны с обоснованием внешней границы континентального шельфа.

Необходимость их проведения в свою очередь обусловлена предстоящей подачей в ООН российской заявки на расширение зоны юрисдикции в высоких арктических широтах. Тем не менее вопрос границ очень сложен и обсуждается международным сообществом десятилетиями. Маловероятно, чтобы он был решен положительно в нынешних геополитических условиях.

Итак, все привлекательные участки теперь распределены, и два российских нефтегазовых гиганта обязаны их изучать. На перспективу ближайших 5–7 лет это должно вызвать заметную активизацию геофизических работ, что уже произошло в 2013–2014 гг. Но потом, когда согласно лицензиям надо будет приступать к добыче, все затормозится. Понятно, что в таком масштабе добычи на шельфе в обозримом будущем не будет. А будут реализовываться лишь отдельные добычные проекты, отнюдь не в тяжелых ледовых условиях Восточной Арктики, на акваторию которой выдано значительное количество лицензий. Поэтому с большой степенью уверенности можно прогнозировать, что через несколько лет порядок лицензирования на шельфе будет пересмотрен.

Техническая оснащенность и влияние санкций

В 1980-е гг. в Советском Союзе почти все исследования на шельфе выполнялись с использованием отечественной техники, характеристики которой на тот момент вполне соответствовали мировому уровню. Более того, благодаря реализации масштабной программы освоения Арктики к концу восьмидесятых годов XX в. в СССР появился такой парк отечественных буровых судов («Шашин», «Муравленко», несколько самоподъемных буровых установок (СПБУ) и др.), которому была бы по силам и нынешняя обширная программа геологоразведочных работ на шельфе.

С тех пор прошло много лет, и на сегодняшний день практически все составляющие геологоразведочного процесса на шельфе основываются на импортной технике и технологиях, даже в том случае если отдельные работы выполняются российскими компаниями. Сейчас эта проблема обуславливает особую уязвимость дальнейшего изучения недр шельфа, поскольку США, Евросоюз, Норвегия, Канада и Австралия ввели санкции против России. В некоторых из них напрямую

прописаны запреты на многие работы в пределах российского шельфа. Так, упоминаются сейсморазведка, морское бурение и иные сервисные услуги при глубинах моря свыше 152 м (500 футов), а также практически все работы в Арктике. И эти ограничения уже действуют. Например, партнер «Роснефти» – компания ExxonMobil – даже после недавнего открытия месторождения в Карском море останавливает свое участие в арктических проектах и получает разрешение завершить ликвидационные работы на скважине «Университетская-1» в «спокойном» режиме, чтобы не нанести ущерба экологии и т.п.

Попробуем проанализировать, чем России грозит дальнейшее применение санкций [4, 5]. Начнем с работ, предшествующих поисково-разведочному бурению, а это прежде всего сейсморазведка. Отметим, что для выполнения 2D-сейсморазведки с попутными набортными гравимагнитными измерениями есть более десятка собственных судов на балансах Морской арктической геологоразведочной экспедиции (МАГЭ), «Севморнефтегеофизики» (СМНГ), «Дальморнефтегеофизики» (ДМНГ) и других компаний. Но все эти суда оборудованы источниками возбуждения сигналов и приемными устройствами (сейсмокосами), произведенными за рубежом. При этом возраст многих судов приближается к 30 годам или превышает этот рубеж, и такие «возрастные» суда могут быть запрещены к использованию в Арктике уже в 2015 г. Отметим также, что 2D-сейсморазведка эффективна только на рекогносцировочном и поисковом этапах, а при детальных работах, предшествующих заложению дорогостоящих морских скважин, требуется 3D-сейсморазведка. Способных на это судов в российских компаниях всего три, причем число сейсмокос на них составляет от 4 до 8, в то время как на большинстве тендеров даже российские заказчики уже требуют не менее 12 кос. К тому же имеющееся на борту этих судов оборудование не позволяет проводить так называемую «широкополосную» 3D-сейсмосьемку (*англ.* «broadband» seismic), в то время как за рубежом это требование уже становится стандартным. Таким образом, качество получаемых 3D-данных будет примерно соответствовать мировому уровню 15-летней давности. Ситуацию осложняет еще и то, что сейсморазведку 3D-специализированными судами невозможно проводить в ледовых условиях,

поскольку 300–400 т дорогостоящего забортного оборудования в виде 12–16 сейсмокос могут быть попросту срезаны льдами. Технологией защиты сейсмокос ото льда (причем применительно только к 2D-, а не к 3D-работам) владеет американская компания ION, которая в режиме санкций уйдет с рынка. Надо сказать, что истоки этой технологии российские: еще в начале 1990-х гг. в стране проводились такие работы в опытном режиме под руководством А.А. Гагельганца. Однако впоследствии приоритет был утрачен. Поэтому при нынешнем состоянии дел в Восточной Арктике возможны лишь производственные двухмерные сейсморазведочные работы в течение короткого безледового периода, который в этих местах длится не более полутора месяцев.

Тем не менее в области программного обеспечения обработки данных сейсморазведки замещение зарубежных технологий отечественными разработками вполне возможно. Важнейшим условием успешной геологоразведки на шельфе является наличие производственной базы и современных технологий поисково-разведочного, а впоследствии и эксплуатационного морского бурения. В России есть несколько собственных буровых установок, например построенные несколько лет назад в Выборге морские буровые «Полярное сияние» и «Арктическая звезда». Но надо понимать, что силами российских специалистов там сделаны только сварные металлические основания, а технологическая часть платформ изготовлена в основном в Южной Корее, причем с использованием немалого числа патентов США. Так что с их обслуживанием в будущем тоже могут возникнуть проблемы. К тому же весь имеющийся немногочисленный парк отечественных морских буровых не в состоянии обеспечить выполнения и трети лицензионных обязательств «Газпрома» и «Роснефти» на морских лицензионных участках. К этому следует добавить, что для эксплуатации открытых еще в советское время гигантских Русановского и Ленинградского газоконденсатных месторождений в Карском море не существует апробированных технологий добычи не только в России, но и в мире. А для покрытой льдом большую часть года Восточной Арктики таких технологий пока нет и в проекте. Концептуальные эскизные наброски не в счет.

Из изложенного следует, что в области изучения российского шельфа зависимость от

иностранных технологий близка к абсолютной. Ликвидировать ее в одночасье невозможно. Сегодня, к сожалению, нередко можно услышать «шапкозакидательские» высказывания некоторых деятелей. Мол, спасибо Обаме, теперь мы наконец-то начнем производить свое. Однако в высокотехнологичных областях эта проблема быстро не решается, тем более что за последние двадцать с лишним лет отечественная промышленность, и особенно машиностроение, значительно утратила свой потенциал. Во многом процесс теперь сводится к сборке несложных машин и механизмов из импортных комплектующих, причем в наиболее простых отраслях машиностроения. Для того чтобы заново научиться делать что-то свое, нужна серьезная продуманная многолетняя программа работы по импортозамещению в промышленности в условиях санкций, а ее нет и в ближайшее время не предвидится.

Серьезным фактором, осложняющим освоение шельфа, являются проблемы охраны окружающей среды, особенно в Арктике, поскольку на сегодняшний день, по сути, нет эффективных методов борьбы с разливами нефти в суровых условиях Заполярья, полярной ночи и отсутствия на тысячи километров в округе какой бы то ни было промышленной инфраструктуры. Последствия разливов нефти или иных неблагоприятных техногенных событий для ранимой арктической природы могут быть катастрофическими, поскольку организовать оперативную ликвидацию таких последствий практически невозможно. Этот факт также является своего рода техническим ограничителем масштабного развертывания добычи на шельфе.

Как отмечалось ранее, последние три года ознаменовались беспрецедентной кампанией по «раздаче» лицензий на шельфе двум российским гигантам – «Роснефти» и «Газпрому» – и ростом объемов геофизических работ на этих и других участках. В то же время уже открытые более 20 лет назад шельфовые гиганты – Штокмановское, Русановское и Ленинградское месторождения, а также десятки других крупных и средних месторождений остаются невостребованными по технологическим и экономическим причинам. Так, начало добычи в рамках детально проработанного Штокмановского проекта, в который в предыдущие десятилетия было вложено очень много средств, переносилось многократно: сначала на 2007 г., потом на

2012 г., а затем на 2017 г. Теперь вопрос отложен на неопределенное и весьма продолжительное время (на 2025 г. и позднее). А начало добычи на упомянутых Русановском и Ленинградском месторождениях в Карском море отнесено далеко за 2030 г. К тому времени ситуация с энергоресурсами на планете в целом может кардинально измениться. Начало этих изменений отчетливо наблюдается в настоящее время.

В новой ситуации следует более тщательно и объективно проанализировать основные pro et contra в отношении освоения российского шельфа и сделать эту программу более реалистичной. Надо ли стране в столь неблагоприятных экономических условиях напрягать все силы, чтобы когда-нибудь, причем весьма не скоро, добывать на шельфе очень дорогие нефть и газ? На самом деле представляется целесообразным сосредоточиться на очень немногих прибрежных проектах, находящихся недалеко от развитой инфраструктуры и в разумной близости от традиционных районов добычи.

А что будет, если все-таки пойти по пути выполнения лицензионных обязательств на всех участках и изыскивать немалые средства для продолжения разведки и последующего освоения? Найдутся ли потребители этой нефти и этого газа? А если найдутся, то по каким ценам и в каких количествах они захотят закупать углеводороды? Попытаемся найти хотя бы часть ответов на эти вопросы.

Куда поставлять нефть и газ российского шельфа в обозримой перспективе?

Этот вопрос крайне важен, и игнорировать его при таких масштабных проектах никак нельзя. К сожалению, на деле он оставлен «за кадром» всех известных автору программ развития работ на шельфе. Молчаливо предполагается, что стоит разведать и добыть нефть и газ, тут же найдутся те, кому их можно выгодно продать. Между тем, одной из основных причин остановки крупнейшего Штокмановского проекта стало в том числе отсутствие рынка сбыта. Первоначально предполагалось, что одна часть газа пойдет через трубопровод в Европу, а вторая, более значительная, после сжижения газа на берегу Кольского залива – на рынок США, который в тот момент казался бездонным. И что же теперь? США в значительной мере обеспечивают себя газом, выходя на первое место в мире по его добыче. Строятся заводы по сжижению природного газа (СПГ) в

США и Канаде, чтобы в ближайшей перспективе экспортировать газ, в том числе и в Европу, вытесняя оттуда Россию. Пока многие надеются, что этого не будет, поскольку сланцевый газ очень дорогой. Но время идет, и технологии развиваются и удешевляются. Да и не только сланцевый газ – наш конкурент: новые запасы обычного газа в мире открываются год за годом в более благоприятных условиях, чем шельф Арктики и Дальнего Востока.

В настоящее время борьба за рынки сбыта углеводородного сырья в мире сильно обострилась. Ситуация вокруг Украины с ее газотранспортной системой, препятствование Евросоюза прокладке «Южного потока» и развернутое строительство новых терминалов газификации в Европе тоже укладываются в логику сказанного. Непростая ситуация в Европе обусловила внимание к странам Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Сейчас там газ сильно востребован, а цены в полтора раза превышают европейские. И все надеются, что такое положение вещей сохранится и в будущем. Давайте попытаемся беспристрастно проанализировать эту ситуацию, тем более что вблизи рынка АТР расположены крупнейшие в России морские нефтегазовые промыслы на месторождениях, входящих в проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2», стартовала добыча на Кириновском месторождении проекта «Сахалин-3». Это первый и самый значимый добывающий нефтегазовый кластер на российском шельфе. (Добыча в Арктике на Приразломном месторождении пока находится в самой начальной стадии, а Юрхаровское месторождение «НОВАТЭКА» в Тазовской губе все же нельзя в полной мере назвать шельфовым.)

Сейчас сахалинские шельфовые проекты пополняют российский бюджет более чем сотней миллиардов рублей ежегодно, хотя в 1990-е гг. при запуске схемы Соглашения о разделе продукции (СРП) у многих депутатов и чиновников были большие сомнения в правомерности такого шага. Но государство здесь почти ничего не потратило, так как основные расходы в рамках СРП взяли на себя иностранные компании. Здесь получили работу и прошли школу морской нефтегазодобычи многие тысячи российских специалистов, а Сахалинская область из депрессивного региона превратилась в передовой технологический район с развитой промышленной и социальной инфраструктурой. Самый современный и пока единствен-

ный в России завод по сжижению газа исправно поставляет продукцию в Японию, Корею и Китай, а к 2017 г. должна вступить в строй его третья очередь.

В противоположность этому проекты в Баренцевом море, «проглотив» огромное количество государственных денег за 30 лет, так и не дали реальной отдачи. Это говорит о крайней неэффективности административно-командной системы управления, которая там была реализована в отличие от Сахалина, где в свое время в 1990-е гг. настояли на схеме СРП. И это при том, что запасы Баренцевоморского региона многократно выше сахалинских.

Сейчас азиатский рынок принял бы по высоким ценам и кратно больше нефти и газа с Сахалинского шельфа. Но давайте посмотрим, что может случиться в недалеком будущем. Планируется, что к 2018 г. в России будут запущены еще два завода по производству СПГ на Ямале и во Владивостоке, а несколько позднее – возможно, на Балтике и Печоре. Уже сейчас ясно, что ожидаются задержки, в том числе и из-за санкций, и раньше 2020 г. эти объекты вряд ли стартуют. К тому же дальневосточный завод СПГ на первых порах (в 2018 г.) тоже рассчитывают заполнять газом Сахалина, поскольку газ из Восточной Сибири с Чагинского и Ковыктинского месторождений в необходимых объемах к этому сроку не поступит. А на Сахалине пока нет подготовленных к добыче новых месторождений, и построенный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» загружен меньше, чем на четверть. Недавно открытое на шельфе крупное Южно-Кириновское месторождение имеет много осложняющих разработку особенностей, включая наличие нефтяной оторочки, и в такой короткий срок не может быть запущено. На нем еще продолжается разведка.

А что же к тому времени станет с рынком Азии? Сейчас туда основной объем СПГ поступает из Катара, который предпочитает этот рынок европейскому из-за высокого уровня цен. В 2016–2017 гг. запустятся большие мощности СПГ в Австралии, что приведет к утроению производства сжиженного газа в этой стране, и она на некоторое время может вырваться в лидеры по данному виду топлива. Газ Австралии, как и газ из Канады, США и других стран, также придет на азиатский рынок, занимая свободные ниши. По прогнозам Оксфордского института энергетических исследований, производство СПГ в мире

утроится к 2020 г. (рис. 4). Первоначально основные потоки, скорее всего, пойдут на премиальный рынок АТР, в результате чего цены там постепенно будут снижаться до тех пор, пока с учетом транспортных издержек не сравняются со среднеевропейскими. При такой глобализации в недалеком будущем все относительные цены должны фактически выровняться рынком, хотя в абсолютных значениях по регионам они будут варьироваться в связи с разной удаленностью от источников поставки. А это значит, что азиатский рынок после 2020 г. не будет готов принимать российский газ по тем высоким ценам, на которые сейчас ориентируются некоторые экономисты при прогнозе эффективности проектов, в том числе шельфовых. Да и свободной ниши на нем может к тому времени не остаться.

А что же с нефтью, наличие которой в немалом количестве, хотя и меньшем чем газа, на российском шельфе тоже прогнозируется? Здесь также налицо изменения. По прогнозам, к концу 2014 г. США должны были обогнать Саудовскую Аравию и выйти на первое место в мире по суточной добыче нефти. Так, если в 2005 г. США удовлетворяли 60 % потребностей своей экономики в нефти за счет импорта, то в 2015 г. этот показатель ожидался на уровне 21 %. Однако в связи с двукратным снижением цен на нефть к началу 2015 г. импорт нефти в США все же превысит 25 %, так как некоторая часть сланцевых месторождений при цене нефти в 50 долл. США за баррель становится убыточной, впрочем, как и российских сухопутных тоже. Расширенная добыча

нефти в США имеет последствия и для глобального мира, ведь Соединенные Штаты – главный потребитель нефти и газа на планете. Куда же пойдут образовавшиеся излишки добываемых углеводородов, которые США теперь не нужны в таких количествах? Понятно, что они будут выброшены на мировой рынок и станут «работать» на понижение цены. А если вспомнить, что в мире еще много нефти и газа в таких странах, как Ливия, Иран, Ирак, которые пока не могут их поставлять в полном объеме из-за внутренних и внешних проблем, то можно понять, что дефицита углеводородов нет и пока не предвидится. Напротив, в отдельные периоды наблюдается профицит нефти и газа, приводящий к заметному снижению цен. И в эти периоды в выигрыше будут те, у кого ниже себестоимость добычи. А себестоимость добычи углеводородного сырья в России чрезвычайно высока и кратно превосходит аналогичный показатель, рассчитанный для месторождений Ближнего Востока. И потому вероятность попасть в зону убытков при снижении отпускных цен для наших углеводородов очень высока даже с точки зрения некоторых традиционных районов добычи, не говоря уже о шельфе. Высокозатратные арктические шельфовые проекты, скорее всего, будут ждать своего часа многие десятилетия. Поэтому в складывающейся ситуации программа изучения и освоения шельфа безусловно должна быть скорректирована в пользу финансирования наиболее перспективных проектов в прибрежных и транзитных зонах вблизи районов добычи с развитой инфраструктурой.

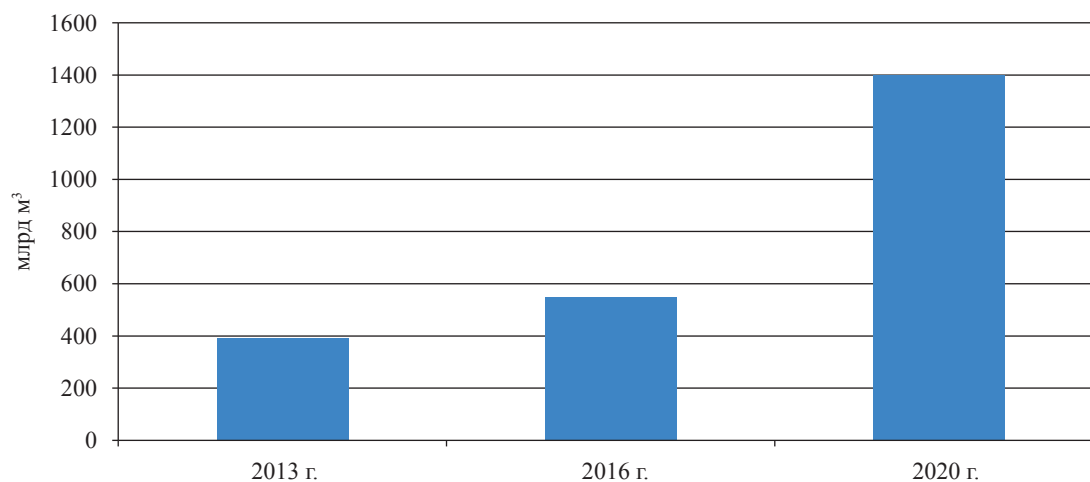


Рис. 4. Прогноз мирового производства СПГ по данным Оксфордского института энергетических исследований

Остальные зоны должны, бесспорно, тоже изучаться, но пока что относительно дешевыми дистанционными методами. Нынешняя амбициозная программа сейчас не по карману государству и его двум крупнейшим компаниям – «Газпрому» и «Роснефти», переживающим нелучшие времена.

Таким образом, необходимость выполнения лицензионных обязательств по разведке создавала благоприятные условия для значительного роста геофизических работ на российском шельфе в ближайшие годы, однако введенные санкции поставили под вопрос выполнение программы геологоразведочных работ.

Появление на мировом рынке существенных объемов дополнительных углеводородов оказывает сдерживающее влияние на цены нефти и газа, а в настоящий момент привело к их кратному понижению. Это может замет-

но снизить рентабельность российских шельфовых проектов, а немалая их часть перейдет в разряд убыточных.

С одной стороны, принятая схема распределения лицензий на шельфе между ОАО «Роснефть» и ОАО «Газпром» может привести к избыточной разведке потенциально невостребованных запасов углеводородов, однако, с другой стороны, введенные санкции способны сильно затормозить темпы изучения и освоения российского шельфа.

Масштабное освоение морских месторождений Арктики в реальной перспективе маловероятно, за исключением прибрежных и транзитных зон, как по экономическим, так и по технологическим и экологическим причинам.

Без серьезных усовершенствований в сфере управления нефтегазовой отраслью России, в том числе в части шельфовых проектов, будет трудно эффективно отвечать на новые вызовы времени.

Список литературы

1. Ампилов Ю.П. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока. Проблемы и перспективы / Ю.П. Ампилов // Offshore [Russia]. – 2014. – № 4 (6). – С. 8–15.
2. Ампилов Ю.П. Месторождения российского шельфа / Ю.П. Ампилов // Neftegaz.ru. – 2014. – № 10. – С. 20–27.
3. Ампилов Ю.П. Разведка и освоение нефти и газа на Арктическом шельфе: проблемы и перспективы / Ю.П. Ампилов // Арктические ведомости. – 2014. – № 4 (12). – С. 10–23.
4. Интервью Ю.П. Ампилова // НГВ-Технологии. – 2015. – Вып. 5: Импортзамещение. – С. 35–38.
5. Ампилов Ю.П. Сейсморазведка на российском шельфе: проблемы и перспективы в условиях санкций и падения цен на нефть / Ю.П. Ампилов // Offshore [Russia]. – 2015. – № 4. – С. 38–45.

УДК 553.98

М.Н. Мансуров, Е.В. Захаров

О перспективах газонефтеносности на шельфе морей Восточной Арктики

Председатель правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер неоднократно подчеркивал важность развития Восточной газовой программы, направленной на создание основы дальнейшего энергетического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока на суше и море [1, 2]. При этом если на суше южной части Восточной Сибири, о. Сахалине и его шельфе уже выявлен ряд месторождений газа, конденсата и нефти, то на шельфе малоизученных восточно-арктических морей выявленных месторождений пока нет. Согласно оценкам прогнозные ресурсы углеводородов (УВ) в морях Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском составляют 5,95; 5,58 и 3,3 млрд т нефтяного эквивалента соответственно.

Шельф моря Лаптевых характеризуется слабой геолого-геофизической изученностью. Наиболее полный стратиграфический разрез установлен на сейсмических поднятиях, пересекающих опущенные участки в западной и южной прибрежных частях акватории, где развиты верхнепротерозойские, палеозойские и мезозойские отложения. При оценке перспектив нефтегазоносности недр шельфа этого моря традиционно учитывалась внешняя геологическая аналогия с Североморским нефтегазоносным бассейном, в котором установлена нефтегазоносность палеозойских (прежде всего нижнепермских), мезозойских (юрских и верхнемеловых) отложений. В пределах Ребековского и Трофимовского поднятий и вала Минина перспективны также нижнекембрийские отложения. В палеозойских и мезозойских отложениях, согласно последним прогнозам, содержатся до 85 % ресурсов нефти и газа. Что же касается кайнозойских отложений, то считается, что на их долю приходится лишь до 15 % ресурсов нефти и газа.

Лаптевская перспективная нефтегазоносная провинция (ПНГП) рассматривается в качестве первоочередного регионального объекта для проведения морских поисковых работ. Различия в геологическом строении и стратиграфическом разрезе осадочного чехла позволяют выделить в составе Лаптевской ПНГП Северо-, Южно-, Западно-, Восточно- и Центрально-Лаптевские потенциально-нефтегазоносные области (ПНГО) (рис. 1).

В западной прибрежной части моря Лаптевых располагается крупный Енисей-Хатангский прогиб, выделенный С.В. Аплоновым как апофеоз Обского палеоокеана. Однако западная енисейская часть этого прогиба по разрезу нефтегазоносных комплексов осадочных отложений позволяет считать ее полным геологическим аналогом Арктического прогиба Райхойско-Таймырской НГО, что необходимо учитывать при оценке перспектив ее нефтегазоносности.

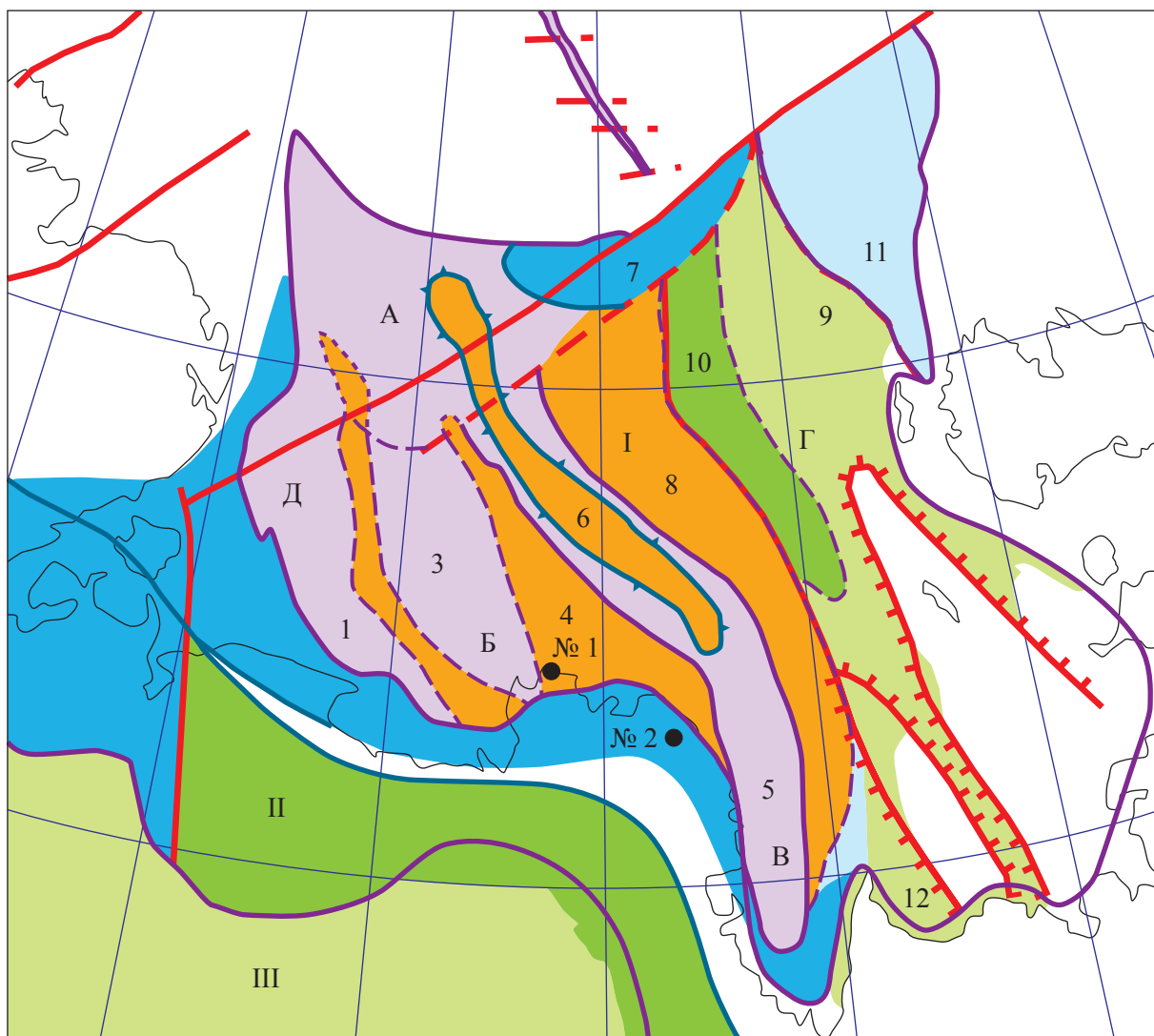
Нефтегазоносность Северо-Лаптевской ПНГО, расположенной севернее Северного разлома, связывается с терригенными коллекторами преимущественно верхнемеловой части разреза осадочного чехла, залегающей на глубинах до 3 км. В Западно-Лаптевской ПНГО перспективы нефтегазоносности увязывают с позднепалеозойско-раннемезозойским терригенным комплексом, подсолевыми карбонатными отложениями палеозоя, а возможно, и верхнего протерозоя, т.е. с отложениями, залегающими на глубинах до и более 5 км. В связи с этим в пределах южных частей Ребековской, Трофимовской зон поднятий и на валу Минина тоже более перспективны позднепалеозойские и раннемезозойские отложения. Нефтегазоносность Восточно-Лаптевской ПНГО соотносят с терригенными коллекторами мезозойского и палеоэоценового возраста в пределах террасированного борта Усть-Ленского грабена

Ключевые слова:

Восточная газовая программа, море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, шельф, перспективы нефтегазоносности, нефтегазо-геологическое районирование, параметрическая скважина.

Keywords:

Eastern gas program, Laptev sea, the East Siberian sea, sea shelf, outlooks of gas presence, oil-and-gas geological land zoning, parametric well.



● рекомендуемые параметрические скважины

Плотность геологических ресурсов, тыс. т/км²:

> 3
 5–10
 10–20
 20–30
 30–50
 50–100

Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирование и перспективы нефтегазоносности моря Лаптевых и рекомендуемые параметрические скважины № 1 и № 2 (см. далее).

Тектоническое районирование: прогибы (1 – Южно-Лаптевский, 3 – Усть-Оленёкский, 5 – Усть-Ленский, 7 – Северный прогиб, 9 – Енисей-Хатангский прогиб, 11 – Анисинский); зоны поднятий (2 – Ребековская, 4 – Трофимовская, 6 – вал Минина, 8 – Западно-Лаптевская, 10 – Восточно-Лаптевская, 12 – террасовидный борт Усть-Ленского грабена).

Нефтегазогеологическое районирование: I – Лаптевская ПНГП (ПНГО: А – Северо-Лаптевская, Б – Южно-Лаптевская, В – Центрально-Лаптевская, Г – Восточно-Лаптевская, Д – Западно-Лаптевская); II – Хатангско-Вилуйская НГП; III – Лено-Тунгусская НГП

и Восточно-Лаптевского поднятия – перспективных зон нефтегазоаккумуляции (ПЗНА). В северных частях упомянутой ПНГО перспективы нефтегазоносности обусловлены меловыми и палеогеновыми отложениями на глубинах до 4,5 км.

Ряд отечественных компаний уже обозначили свой интерес к геологическому изучению недр шельфа моря Лаптевых (рис. 2), о потенциальной нефтегазоносности которого свидетельствует также информация и по Северному морю – внешнему геологическому аналогу

моря Лаптевых. В нем, как известно, установлена нефтегазоносность нижнепермских, нижнетриасовых, юрских, верхнемеловых и палеоценовых отложений.

Шельфы Восточно-Сибирского и Чукотского морей относятся к наименее изученной части Арктического шельфа России. Внутренних геологических аналогов на сопредельной российской суше нет. Здесь в северной части выделяется Гиперборейская эпикаледонская плита, а в южной части – Новосибирская эпикиммерийская плита (рис. 3). В первой плите перспективными считают карбонатные каменноугольные, а также триасово-юрские и мел-палеогеновые отложения в пределах поднятий Де-Лонга и Шелагского. Во второй, слабее изученной и менее обещающей плите в качестве перспективных выделяют Медвежинский выступ и Благовещенскую структурную тер-

расу, входящие в состав Усть-Индигорской ПНГО. Наиболее объективную и полную информацию о характере пространственного изменения литолого-стратегических разрезов проницаемых пород-коллекторов и непроницаемых пород-покрышек, а также их мощности и нефте- и(или) газоносности можно получить в результате бурения параметрических скважин (в ограниченном объеме) на полуостровах и островах, что позволит привязать сейсмические данные к разрезам этих скважин и определиться с направлениями последующих поисково-разведочных работ.

Параметрическое бурение на арктических островах до сих пор выполнялось подразделением Росгеологии «Недра». Высокая эффективность таких скважин доказана при региональном изучении геологического строения и нефтегазоносности недр в Баренцевом

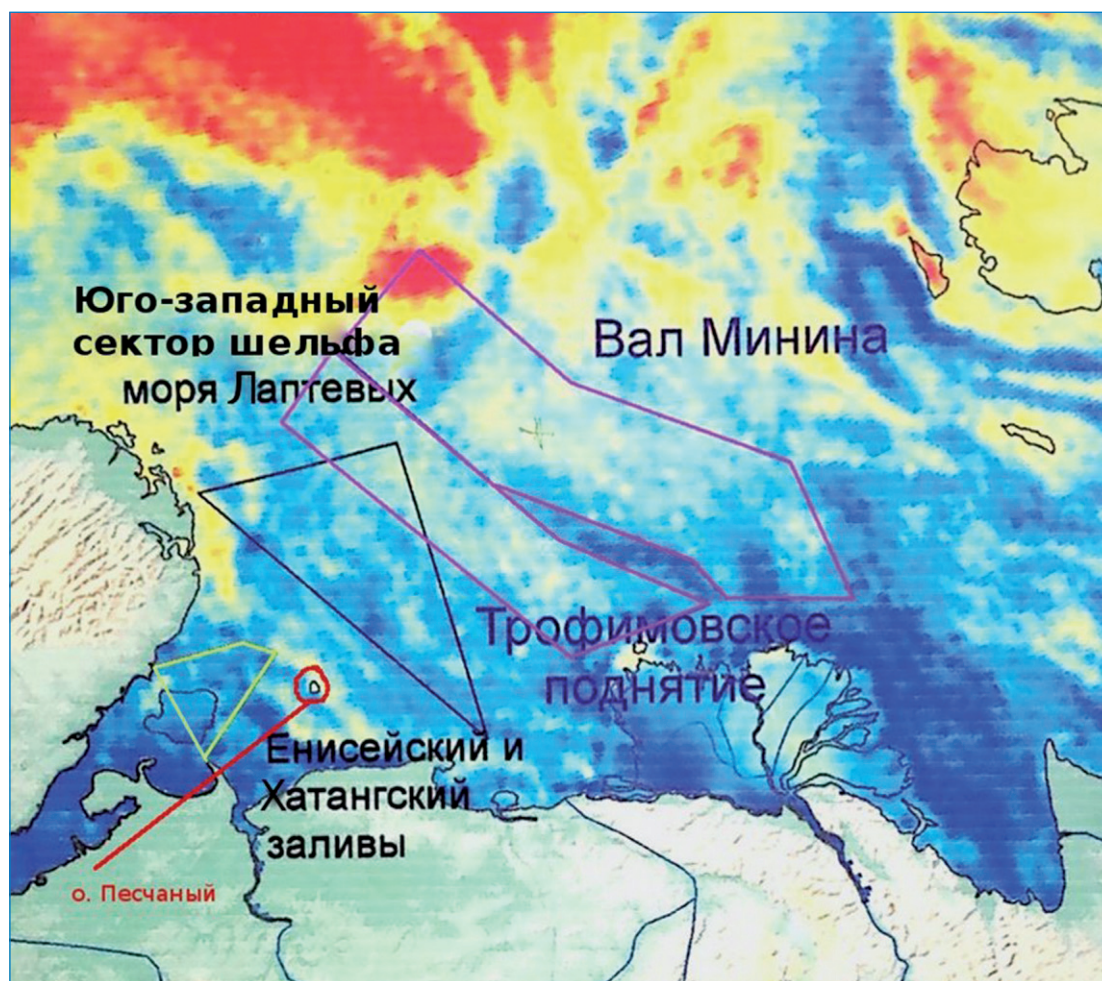
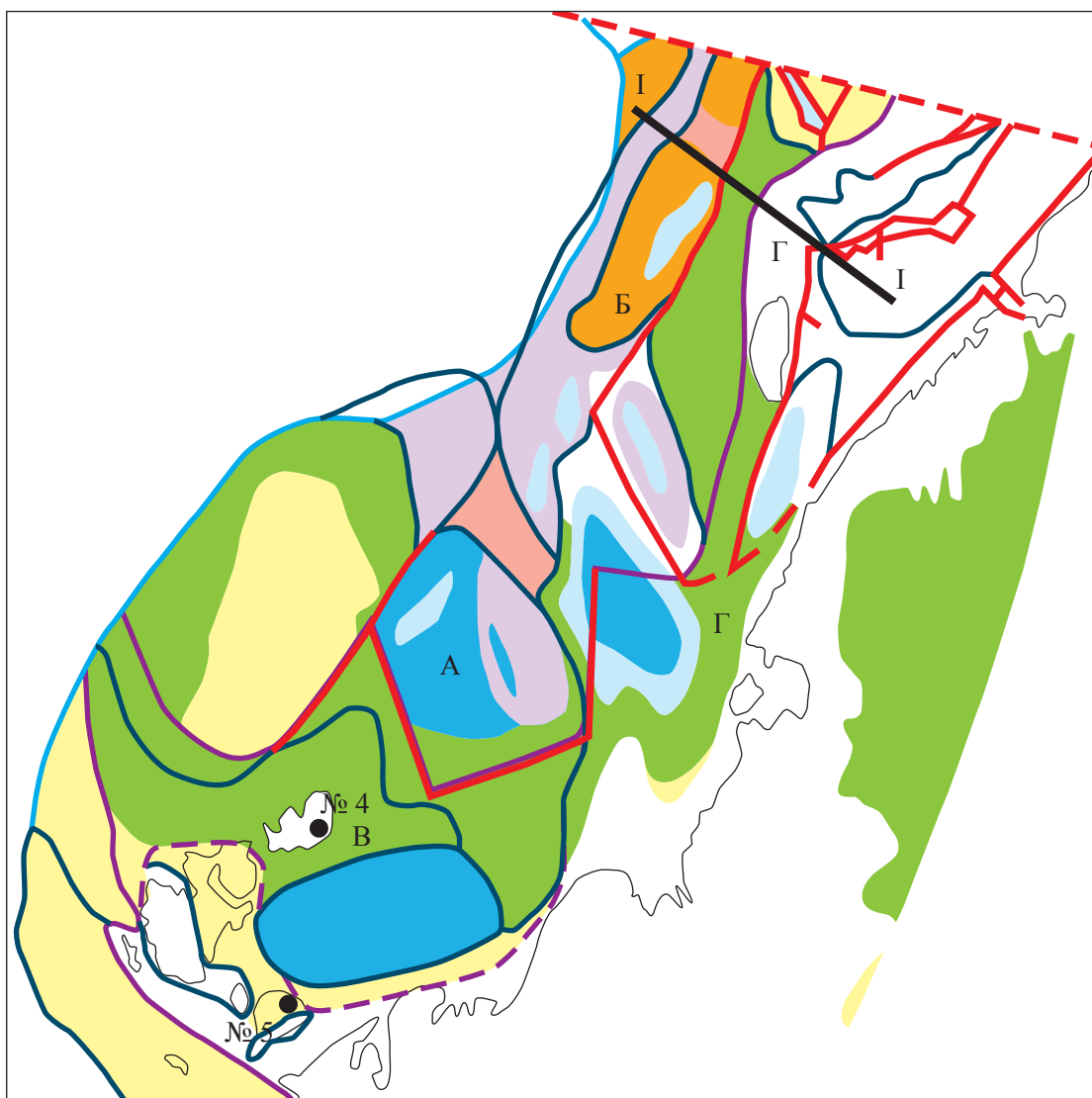


Рис. 2. Лицензионные участки Восточной Арктики:
красный контур – ОАО «Газпром» и дочерние общества;
зеленый контур – ОАО «НК «Роснефть»; лиловый контур – ОАО «Лукойл»



● рекомендуемые параметрические скважины

Плотность геологических ресурсов, тыс. т/км²:

> 5
 5–10
 10–20
 20–30
 30–50
 50–100
 100–200

1
 2
 3
 4
 5
 I—I линия сейсмического профиля

□ бесперспективные участки

Рис. 3. Карта нефтегазогеологического районирования и перспектив нефтегазоносности Восточно-Сибирского и Чукотского морей и рекомендуемые параметрические скважины № 4 и № 5 (см. далее): 1 – границы крупнейших и крупных структур на шельфе; 2 – сдвиги, сбрососдвиги и разломы неясной кинематики; 3 – бровка шельфа; 4 – границы перспективных нефтегазоносных провинций; 5 – границы перспективных нефтегазоносных областей; нефтегазогеологическое районирование (ПНГО: А – Де-Лонга; Б – Северо-Чукотская; В – Усть-Индигорская; Г – Южно-Чукотская)

и Карском морях [3, 4]. К сожалению, в современной экономической ситуации бурение параметрических скважин не финансируется государством. Однако возобновление параметрического бурения в России возможно, если

Минприроды и Роснедра будут финансировать его в размере 10–15 %, а остальные 90–85 % инвестиций возьмут на себя «Роснефть», «Газпром» и зарубежные компании – соисполнители работ. Впервые сотрудники ВНИИ

Океангеологии им. И.С. Грамберга согласовывали аналогичное предложение с коммерческими компаниями еще в 2005 г.

В Восточно-Арктической нефтегазоносной провинции ПРР наиболее целесообразны в западной прибортовой части Дремхедского прогиба (граничащего с Северо-Чукотским прогибом) и на Шелагинском поднятии. В Восточно-Арктической НГП в разрезе осадочных отложений в качестве перспективных можно рассматривать карбонатные каменноугольные, триасовые и юрско-меловые отложения. В Новосибирской ПНГП нефтегазоносность предполагается в палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложениях. Однако основного внимания, по мнению большинства исследователей, заслуживает триасово-палеогеновая терригенная часть разреза. ПРР здесь целесообразны в западной части Благовещенской структурной террасы. В качестве вероятноперспективных зон нефтегазонакопления можно выделить также Северный выступ и восточную прибортовую зону Жоховской впадины.

Основные перспективы на шельфе российской части Чукотского моря могут быть связаны с Северо-Чукотским прогибом, в прибортовой части которого развиты верхнепалеозойские, триасовые, юрско-меловые и палеогеновые отложения. Меньшие надежды связываются с мезозойско-кайнозойскими отложениями Южно-Чукотского прогиба, где по сейсмическим данным известны антиклинальные пегрибы, а в низах разреза, на уровне мела, прогнозируется, по аналогии с Аляской, развитие дельтовых комплексов.

Специальная экспертная комиссия Министерства геологии рекомендовала бурение ряда необходимых параметрических скважин. Первоочередной в их числе названа скважина в восточной части дельты р. Лены (скважина № 1, см. рис. 1). Скважина позволит изучить потенциально нефтегазоносный разрез кайнозойского комплекса Усть-Ленского рифтогенного прогиба. Целесообразно также пробурить скважину глубиной 4000 м в море Лаптевых – в прибрежной восточной части Бегичевской седловины на о. Песчаном (скважина № 2 имеет наиболее важное значение, см. рис. 1). Параметрическая скважина № 3 проектной глубиной 4150 м на острове Вилькицкого, расположенном в Карском море к северу от Гыданского полуострова, предусмотрена к бурению (раньше первых двух скважин) ВНИИ

Океанологией им. И.С. Грамберга. В Восточно-Сибирском море (см. рис. 3) предлагается пробурить параметрические скважины № 4 (глубиной 4500 м) в восточной части о. Новая Сибирь и № 5 (глубиной 4000 м) в северо-восточной части Большого Ляховского острова.

Геологические разрезы показанных на рис. 1, 3 параметрических скважин в совокупности с сейсмическими профилями позволят более точно выделить опорные и маркирующие горизонты и определить характер регионального геологического строения. По завершении параметрического бурения и обработки его результатов появится возможность спланировать и реализовать дополнительные 2D- и частично 3D-сейсмические работы на шельфе восточно-арктических морей. Это особенно важно, так как там прогнозируется выявление основной части геологических ресурсов свободного газа и нефти в мезозойских и палеозойских отложениях.

Именно в связи с этим программой геологоразведочных работ, разработанной Министерством природных ресурсов РФ на период до 2020 г. [5], предусмотрено постепенное перемещение работ в Восточную Арктику, причем в море Лаптевых предполагается выявить 3–5 крупных месторождений. На шельфе Восточно-Сибирского моря вероятно существование перспективных отложений верхнего палеогена – верхнего мела, нижнего мелатриаса, а также верхнего и среднего палеозоя в пределах Северной седловины, Восточно-Сибирской и других зон поднятий. «Роснефть» уже приступает к проведению геологоразведочных работ в Восточно-Сибирском море на лицензионном участке «Восточно-Сибирский-1». По оценкам, прогнозные извлекаемые ресурсы участка составляют 1,367 млрд т нефти и газового конденсата, а также 1,166 трлн м³ газа.

Очевидно, что при разработке программных документов, связанных с освоением минерально-сырьевых ресурсов Восточно-Арктической зоны РФ, в первую очередь углеводородного сырья, необходимо рассматривать и инвестиционные проекты в совокупности с развитием обеспечивающей транспортной инфраструктуры. Расширение ресурсной базы углеводородов за счет арктического шельфа морей Лаптевых и Восточно-Сибирского, без сомнения, является приоритетной стратегической задачей Российской Федерации и тесно связано с развитием транспорта в Арктике.

В первую очередь резко возрастут роль и значение основной национальной арктической транспортной артерии страны – Северного морского пути.

Накопленные знания о геологическом строении недр шельфа морей Восточной Арктики

и предпосылках их газонефтеносности позволяют рассчитывать на значительное увеличение углеводородного потенциала РФ не только в западных, но и в еще недостаточно изученных восточно-арктических морях.

Список литературы

1. Восточная газовая программа // <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/east-program/>
2. «Газпром» пришел! Стартовала восточная газовая программа // Якутия. – 2012. – 12 декабря. – № 231; <http://www.gazetayakutia.ru/index.php/archive/item/2163-gazprom-prishyol-startovala-vostochnaya-gazovaya-programma>
3. Холодилов В.А. Геология, нефтегазосность и научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей: автореф. дис. ...д-ра геол.-мин. наук / В.А. Холодилов. – М., 2006; <http://earthpapers.net/geologiya-neftegazosnost-i-nauchnye-osnovy-strategii-osvoeniya-resursov-nefti-i-gaza-barentseva-i-karskogo-morey#ixzz3alo23Bb6>
4. Параметрическая скважина – это шаг в неизвестное: интервью заместителя генерального директора Росгеологии по науке и перспективному планированию Алексея Соловьева // <http://rosgeo.com/ru/content/intervyu-zamestitelya-generalnogo-direktora-rosgeologii-po-nauke-i-perspektivnomu>
5. Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья / Утв. приказом МПР РФ от 8 июня 2005 г. № 160 // <http://bazazakonov.ru/doc/?ID=1079855>

УДК 553.98

**В.В. Харахинов, Д.А. Астафьев, М.А. Калита,
О.А. Корчагин, В.А. Игнатова, Л.А. Наумова**

Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфах Сахалина и Западной Камчатки

Шельфы Сахалина и Западной Камчатки являются наиболее перспективными областями Охотоморского нефтегазоносного бассейна (НГБ), где по ряду главных критериев вероятно продолжение открытия крупных (75–500 млрд м³ газа; 60–300 млн т нефти) и даже уникальных (более 500 млрд м³ газа) по запасам углеводородов (УВ) месторождений. В частности, на шельфе Сахалина, где из 13 известных на данный момент месторождений УВ открыто 1 уникальное (Южно-Кириновское) и 6 крупных (Лунское, Чайво, Пильгун-Астохское, Одопту-море, Аркутун-Дагинское, Кириновское), как и прогнозировалось ранее, существуют предпосылки новых открытий [1–3 и др.] как в северном направлении в пределах наиболее крупных структур – Восточно-Одоптинской и Айяшской (одноименные лицензионные блоки), так и в южном направлении в пределах западного борта Пограничного прогиба (лицензионный участок (ЛУ) «Сахалин-6»). Причем прогнозируемые УВ-месторождения указанных рангов крупности, как и ранее открытые, будут приурочены к меж- и внутририфтовым, межразломным и приразломным структурам в ореолах распространения пластов-коллекторов и флюидоупоров в прибрежных зонах шельфа, палеоделты и конусов выноса обломочного материала [1, 4 и др.]. Следует также отметить, что в связи с установлением нефтяной подушки в залежи на Южно-Кириновском месторождении темпы отбора газа будут ограничены. Поэтому при существующей потребности увеличения добычи газа для заводов по производству сжиженного природного газа (СПГ) явно назрела необходимость интенсифицировать поисково-разведочные работы (ПРР) и увеличить количество ЛУ для поиска новых газовых и газоконденсатных месторождений.

В этой связи параллельно с продолжением ПРР на Южно-Кириновском месторождении с газоконденсатнонефтяной залежью в пластах дагинского горизонта и на подтвердившихся структурах Кириновского блока – Южно-Лунской, а также на Восточно-Одоптинском и Айяшском ЛУ реальным представляется выход в пределы ЛУ «Сахалин-6» и продолжение ПРР на Западно-Камчатском шельфе, включая участок «Корякия-1». Первоочередной задачей на шельфе Сахалина является доразведка газоконденсатнонефтяной залежи в отложениях дагинского горизонта Южно-Кириновского месторождения. В ближайшие годы здесь необходимы также оценка и разведка прогнозируемых достаточно крупных залежей УВ в отложениях палеогена, в верхнемеловых породах акустического фундамента на восточном куполе Южно-Кириновской структуры, а также на Мынгинском мегавале в пределах центрального и восточного куполов. Не исключено наличие газоконденсатных или газоконденсатно-нефтяных залежей и в отложениях дагинского горизонта на восточных куполах Южно-Кириновского и Мынгинского месторождений, где возможно зональное или очаговое развитие коллектора порового и трещинно-порового типа.

Структурный план поверхности акустического фундамента в пределах Южно-Кириновской и Мынгинской структур представлен на рис. 1. На рис. 2 приведены геологические профили (расположение линий профилей см. на рис. 1), проходящие через прогнозируемые залежи. Прогноз развития коллекторов в палеогене выполнен по результатам анализа пластовых скоростей и атрибутов сейсмической записи. Залежи в

Ключевые слова:

шельф,
Охотское море,
месторождения,
нефть,
газ.

Keywords:

sea shelf,
the Sea of Okhotsk,
hydrocarbons' fields,
oil,
gas.

отложениях палеогена будут пластовыми, сводовыми. В трещинных коллекторах мезозойско-акустического фундамента возможны массивные залежи, гидродинамически связанные с залежами в отложениях палеогена. Все контакты залежей с пластовой водой определены на абсолютной отметке в районе минус 3800 м,

так как они связаны с положением критической седловины, расположенной к северо-востоку от восточного купола Южно-Киринской структуры. Положение подошвы верхнепалеогенового флюидоупора на участке критической седловины восточного купола Южно-Киринской структуры контролирует уровень контакта

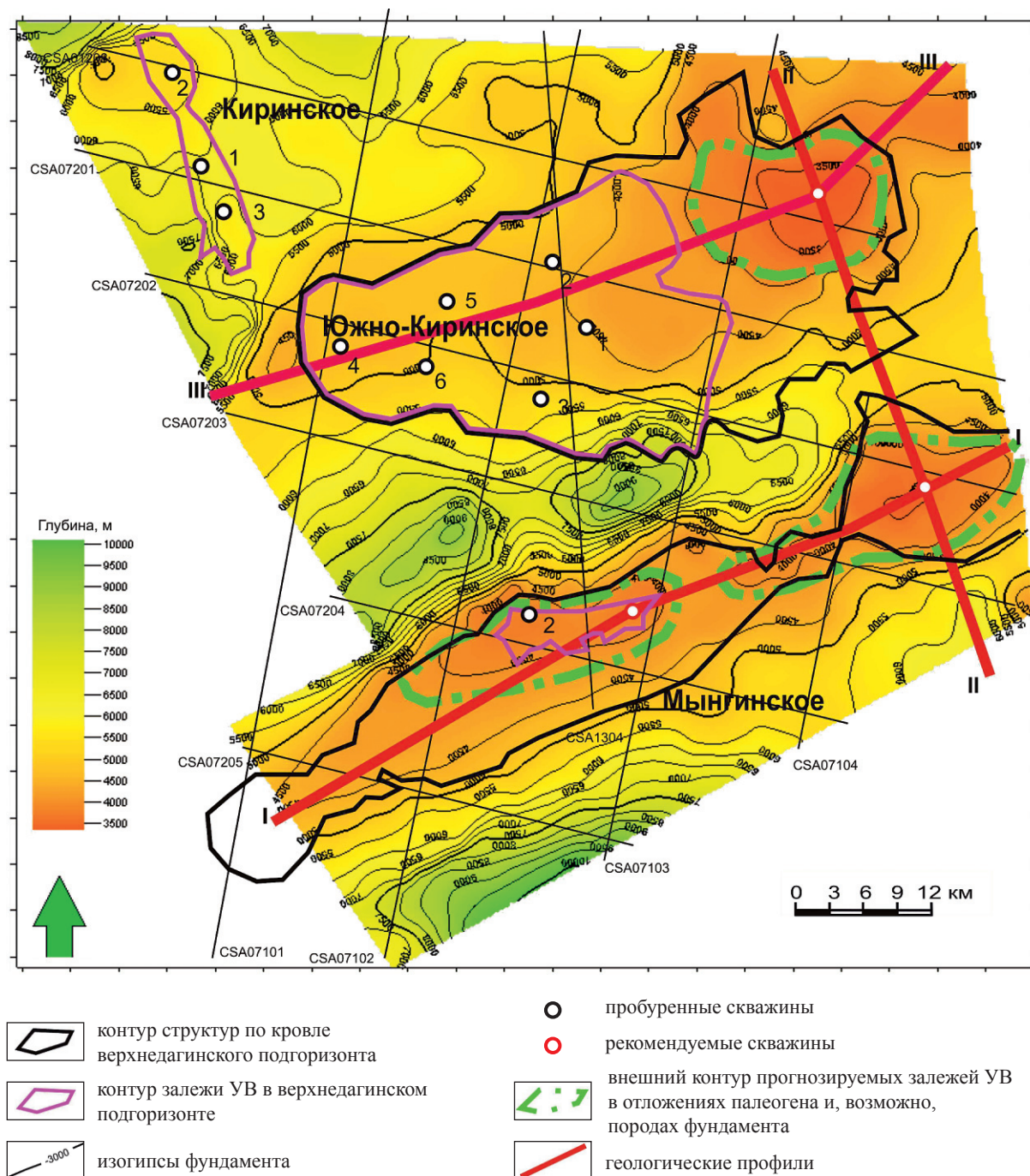


Рис. 1. Структурная карта поверхности акустического фундамента и расположение линий геологических профилей через прогнозируемые залежи УВ в отложениях палеогена и, возможно, фундамента в пределах Южно-Киринской и Мынгинской структур (здесь и далее для подготовки рисунков использовались материалы ОАО «Дальморнефтегеофизика»)

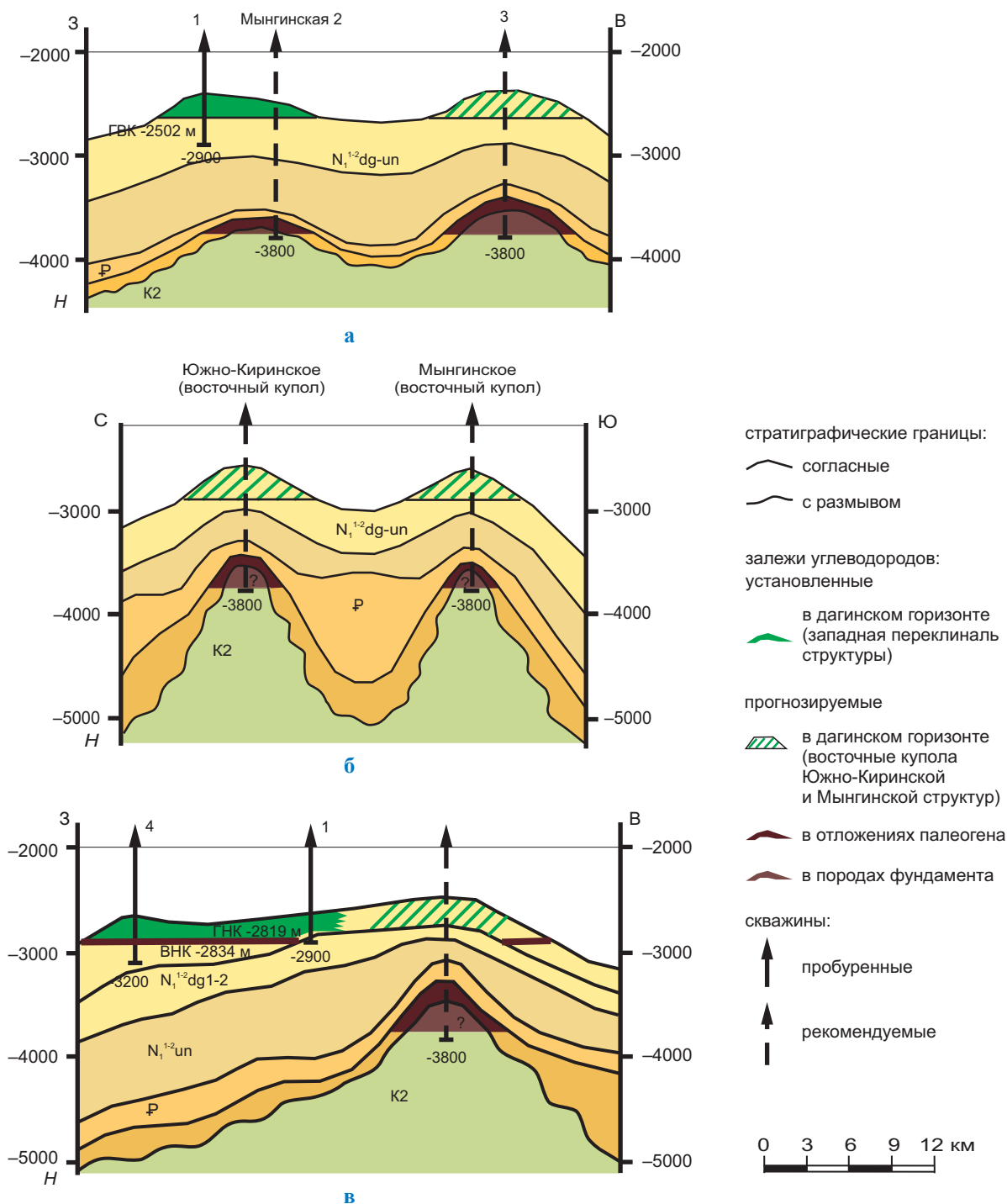


Рис. 2. Геологические профили через прогнозируемые залежи УВ в отложениях палеогена и, возможно, фундамента в пределах Южно-Кириновской и Мынгинской структур:
 а – продольный профиль по линии I–I через Мынгинский мегавал; б – поперечный профиль по линии II–II через восточные купола Южно-Кириновского и Мынгинского месторождений; в – продольный профиль по линии III–III через критическую седловину поднятия Южно-Кириновского месторождения, контролирующую уровни контакта залежей с пластовой водой (H – глубина ниже уровня моря, м; ВНК – водонефтяной контакт; ГВК – газодляной контакт; ГНК – газонфтяной контакт; здесь и далее в рисунках использованы индексы согласно Общей (2012 г.) и региональным стратиграфическим шкалам [5, 6], в том числе: K_2 – породы верхнемеловых возрастов, N_{2pm} – помырский горизонт, N_{2nt_1} – нижненутовский подгоризонт, N_{2nt_2} – верхненутовский подгоризонт, N_{1ok} – окобыкайский горизонт, $P_3 - N_1^1$ — олигоцен-нижнемиоценовые отложения и др.)

залежей с пластовой водой. Таким образом, на Южно-Киринской и Мынгинской структурах прогнозируемые залежи УВ (вероятно, газоконденсатнонефтяные) в дагинском горизонте неогена, палеогеновых отложениях и, возможно, в породах акустического фундамента образуют единую уникальную по запасам зону газонефтенакопления.

К настоящему времени практически подготовлены к началу поисково-разведочного бурения также крупные структуры в пределах Восточно-Одоптинской и Айяшской зон газонефтенакопления (рис. 3–6). На наиболее крупных Восточно-Одоптинской и Лозинской структурах залежи УВ пластово-сводового типа с тектоническими осложнениями, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные с нефтяными оторочками ожидаются в верхней части дагинских отложений [3, 5]. Кроме того, в пределах Восточно-Одоптинской и Лозинской структур не исключено наличие массивно-пластовых резервуаров с трещинно-поровым типом коллектора, возможно, содержащих залежи УВ в нижней части уйнинско-дагинского разреза. УВ залегают на глубинах 500–2500 м при нарастании амплитуды ловушек сверху вниз от 200 до 650 м.

В пределах Айяшского лицензионного участка на наиболее крупных структурах – Айяшской, Западно-Айяшской и Баутинской (рис. 7, 8) – основные перспективы нефтегазонаосности связываются с уйнинско-дагинским и окобыкайско-нижненутовским нефтегазонаосными комплексами, но продуктивными могут являться в нижней части осадочного чехла также мачигарско-даехуриинский, а в верхней – верхненутовский комплексы [5]. Глубины залегания залежей УВ составляют 1075–3500 м при нарастании амплитуды ловушек сверху вниз от 75 до 550 м.

Зоны нефтегазонакопления Пограничного прогиба, в наземной части которого открыто Окружное месторождение нефти, рассматриваются в разряде перспективных I категории. Залежи нефти на месторождении сосредоточены в коллекторах трещинного и трещинно-межглобулярного типа, развитых в олигоценовых отложениях пиленгской свиты и нижнемиоценовых отложениях борской свиты. К числу факторов, позволяющих высоко оценить перспективы Пограничного бассейна, относятся: значительная (до 9 км) мощность эоцено-четвертичных отложений; присутствие в разрезе сингенетично нефтеносных кремнистых

и диатомовых олигоцен-миоценовых пиленгских и борских отложений; терригенный состав эоценовых люкаминских и меловых отложений, благоприятных для аккумуляции залежей; наличие очагов с высокой плотностью эмиграции УВ. Здесь перспективны отложения дагинского, борского и пиленгского комплексов, в которых, по аналогии с Окружным месторождением, возможны резервуары массивного типа с трещинно-межглобулярными коллекторами, а также отложения мутновско-терешкинского, люкаминского и палеоцен-эоценового комплексов, где предполагаются пластовые залежи с коллектором порового типа.

Первоочередной для PPP может являться Керосинная структура, где возможны залежи УВ в сводовых и тектонически экранированных ловушках, приуроченных к южной периклинали и восточному крылу структуры (рис. 9). Южно-Рымникская группа ловушек (рис. 10) приурочена к двум блокам южной периклинали Рымникской структуры. Согласно результатам сейсмоскоростного и сейсмофациального анализа, в направлении к берегу наблюдается опесчанивание разреза в интервале от мутновского до дагинского комплексов. Комплекс образует систему пластовых потенциально газонаосных резервуаров. Варваринская зона возможного нефтегазонакопления, расположенная южнее Шатуно-Хузинской, объединяет Варваринскую, Нерпичью и Богатинскую ловушки. Нерпичья структурная ловушка (см. рис. 9) осложнена по люкаминскому комплексу тремя куполами. В разрезе ловушки выделяются три перспективных комплекса: мутновский, люкаминский и палеоцен-эоценовый.

Бурение поисковой скважины № 1 на Борисовской структуре, законченное на глубине 1811 м и ориентированное на обнаружение коллекторов трещинного типа в отложениях пиленгской свиты, не привело к открытию залежей, что обусловлено неподтверждением структурных условий в связи с недостоверным картированием. Несмотря на неудовлетворительные результаты бурения на Борисовской структуре, в пределах антиклинальной зоны возможны гранулярные коллекторы в разрезах борской и люкаминской свит и верхнемеловых отложениях. Таким образом, анализ имеющейся геолого-геофизической информации по строению нефтегазонаосных и перспективно нефтегазонаосных комплексов Пограничного прогиба (участки «Пограничный» и «Сахалин-6»)

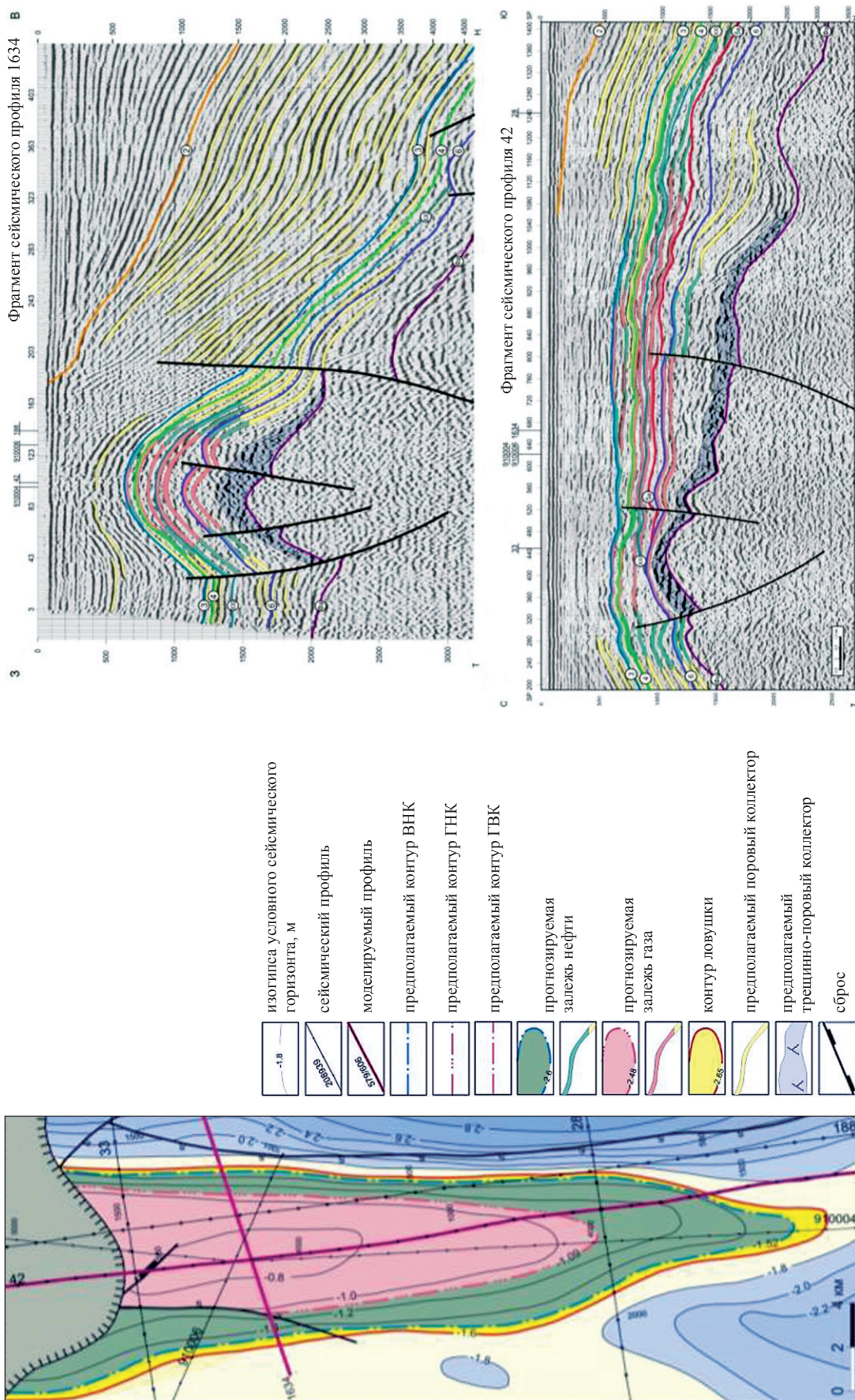
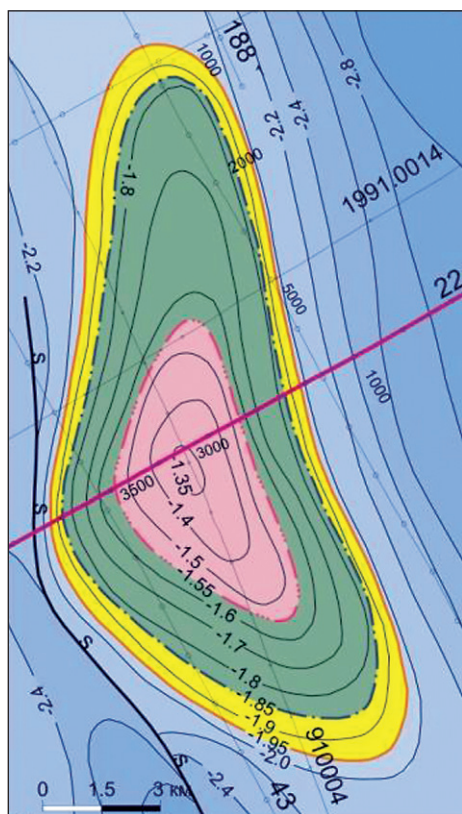
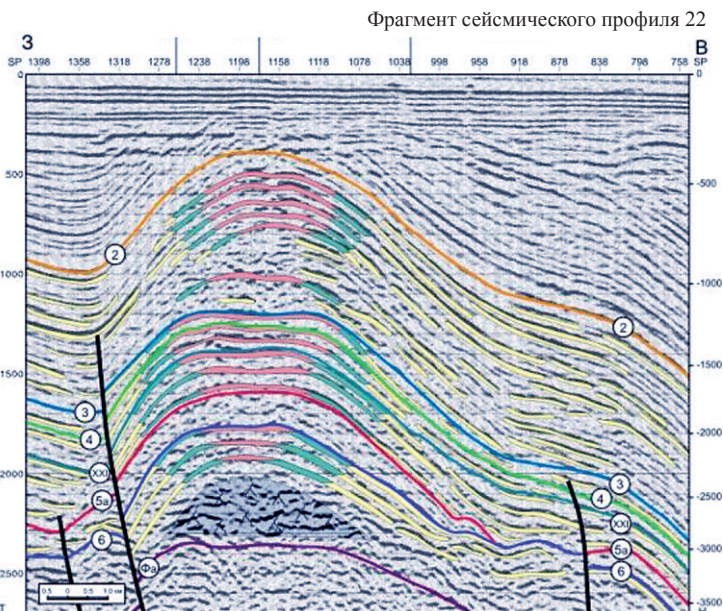


Рис. 3. Прогнозная модель распределения залежей (а) и модель ловушки по уровню XXI пласта нижнеутовского подгоризонта (б) Восточно-Одотинского месторождения УВ; Н – глубина ниже уровня моря, м; t – время, мс



а



б

Рис. 4. Прогнозная модель распределения залежей (а) и модель ловушки по уровню XXI пласта нижненутовского подгоризонта (б) Лозинского месторождения УВ: усл. обознач. см. на рис. 3

показывает, что нефтегазовый потенциал бассейна очень высок. Но сложная грабен-горстовая структура составляющих его структурных элементов различного ранга потребует высокоразрешающих технологий картирования и прогноза нефтегазоносности.

В пределах Западно-Камчатского шельфа поисковое бурение проведено на Западно-Сухановской и Первоочередной структурах. В Западно-Сухановской скважине во вскрытом кайнозойском разрезе до глубины 3025 м не было обнаружено гранулярных коллекторов. На Первоочередной структуре, расположенной в южной части Западно-Камчатского суббассейна, возможно продуктивные горизонты прогнозируются в какертской, вывентекской и снатольской свитах (рис. 11, 12).

На суше промышленная газоконденсатонность связана с эрмановской и этолонской свитами верхнего миоцена на Кшукском месторождении, утхолокской свитой нижнего миоцена на Среднекунжикском, Нижнеквакчинском, Северо-Колпаковском и Кшукском месторожде-

ниях и снатольской свитой среднего эоцена на Среднекунжикском месторождении [6]. Залежи газа и газоконденсата приурочены к ловушкам антиклинального типа, осложненным тектоническими нарушениями.

На шельфе первоочередными для освоения объектами являются Крутогоровская и Калаваямская зоны нефтегазонакопления, обладающие наибольшими объемами локализованных ресурсов. Изучение их нефтегазового потенциала целесообразно начать с бурения поисковых скважин на Центрально-Крутогоровской структуре, где продуктивными могут оказаться отложения эрмановской, какертской, ильинской и утхолокской свит. В разрезе осадочного чехла присутствуют осадочные и вулканогенно-осадочные породы в возрасте от верхов нижнего мела до антропогена, разделенные несогласиями на 7 структурно-стратиграфических комплексов. Здесь имеются благоприятные условия для генерации УВ (стадия мезокаатагенеза МК2-3 для свит верхнего мела, МК1 – для эоцено-олигоценых пород) даже в береговой зоне.

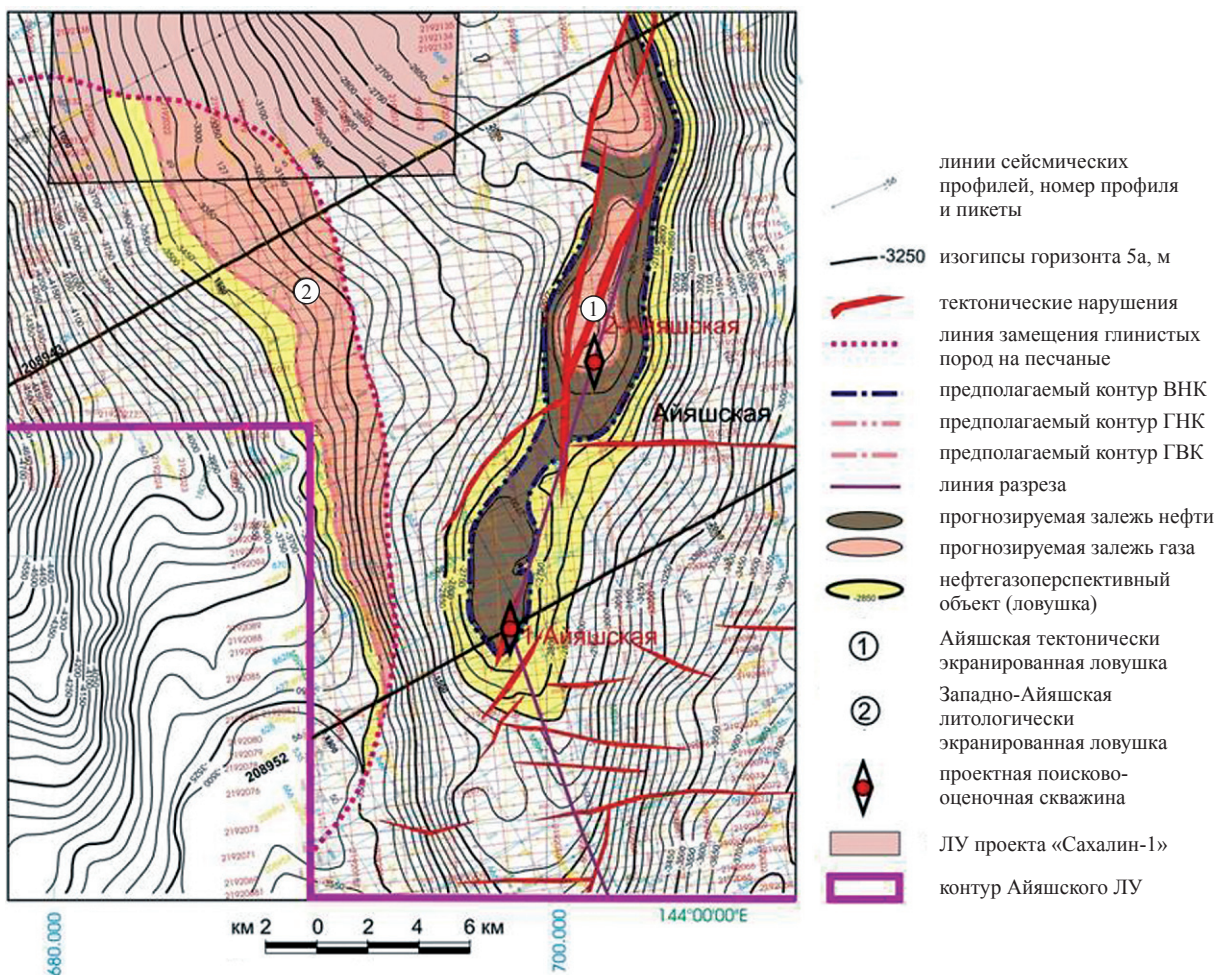


Рис. 5. Айяшское и Западно-Айяшское месторождения УВ. Прогнозируемые залежи в отложениях дагинского горизонта

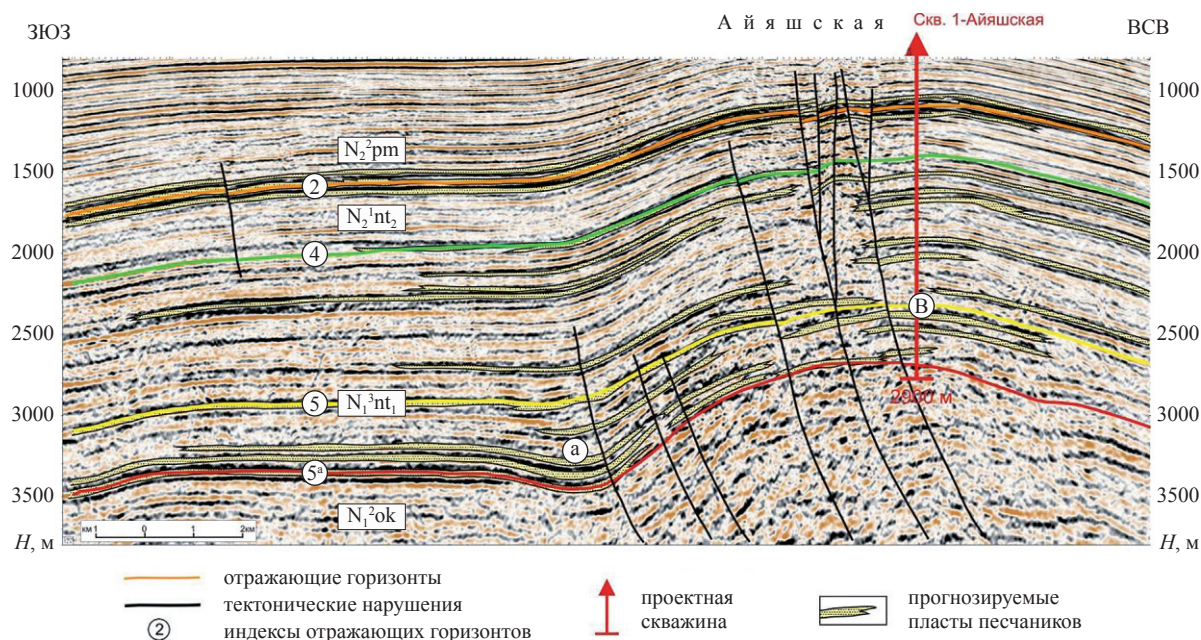


Рис. 6. Фрагмент временного разреза через Айяшскую структуру

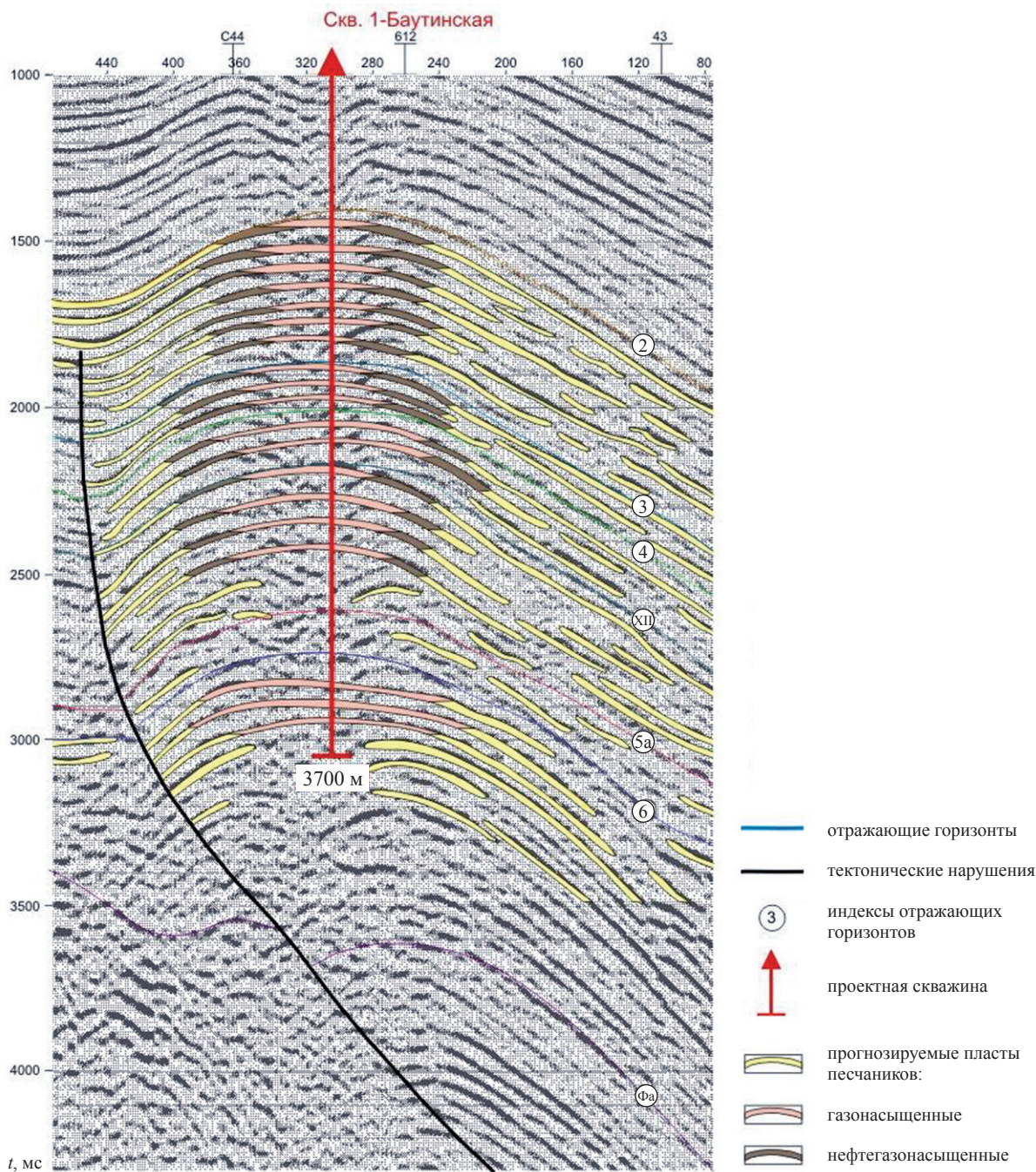


Рис. 7. Фрагмент временного разреза по профилю 006 через Баутинскую структуру

На Шелиховско-Западно-Камчатскую и Гольгинскую части акватории этого суббассейна приходится 4,75 млрд т н.э. Здесь выявлено более 40 антиклинальных структур, наиболее перспективными из которых являются Крутогоровская, Калаваямская и Восточно-Сухановская с суммарными локализованными ресурсами около 800 млн т н.э. В других зонах нефтегазонакопления северной части Западно-

Камчатского шельфа – Пенсепельской, Тигильской и Подкагерной – ресурсы УВ прогнозируются в объеме около 500 млн т н.э.

Конкретно для рассматриваемого региона наиболее благоприятные условия для формирования крупных зон нефтегазонакопления должны существовать в пределах Утхолокско-Колпаковского поднятия, простирающегося с севера на юг вдоль прибрежной зоны

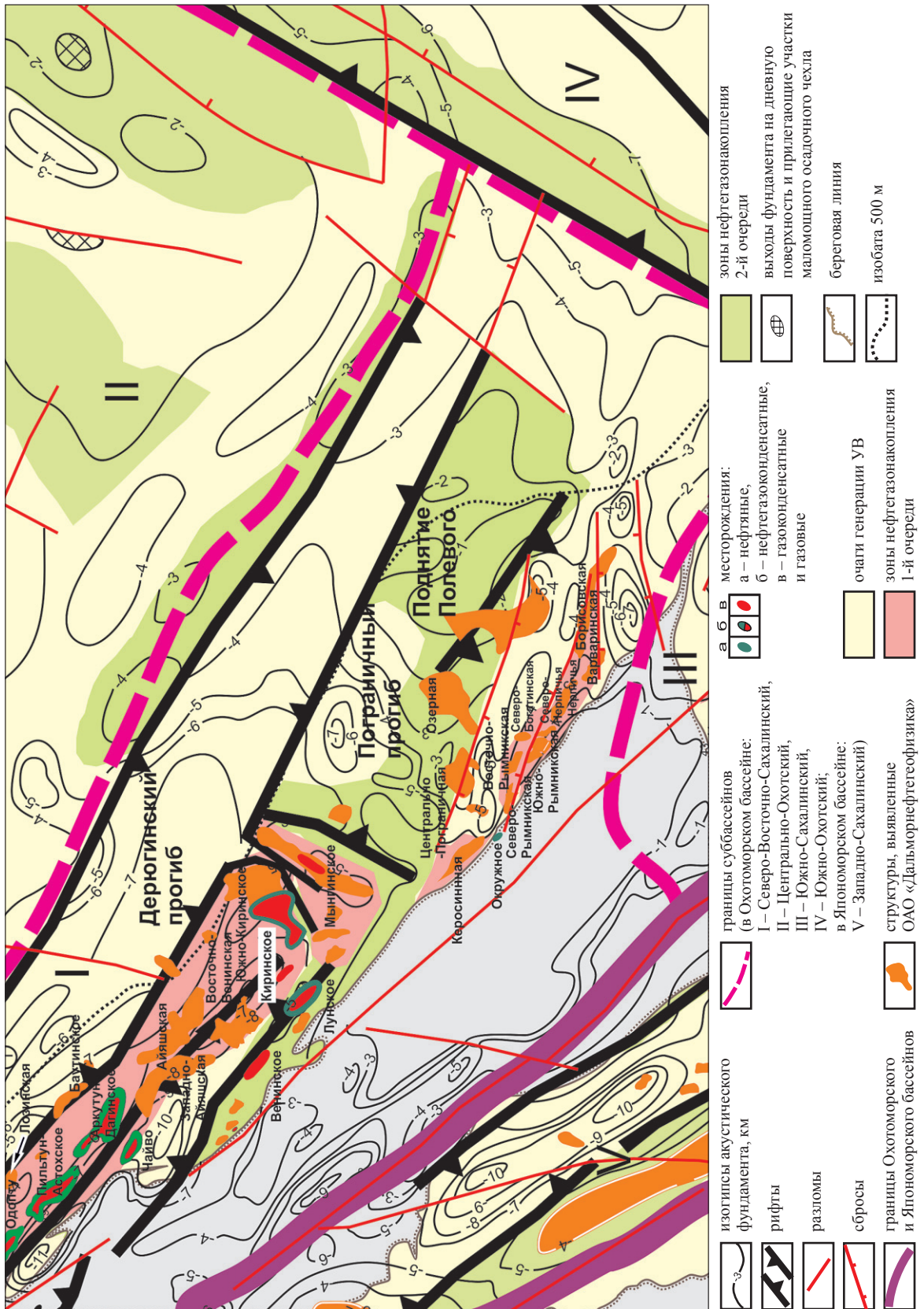


Рис. 8. Схема основных структурных элементов транзитной зоны Пограничного бассейна

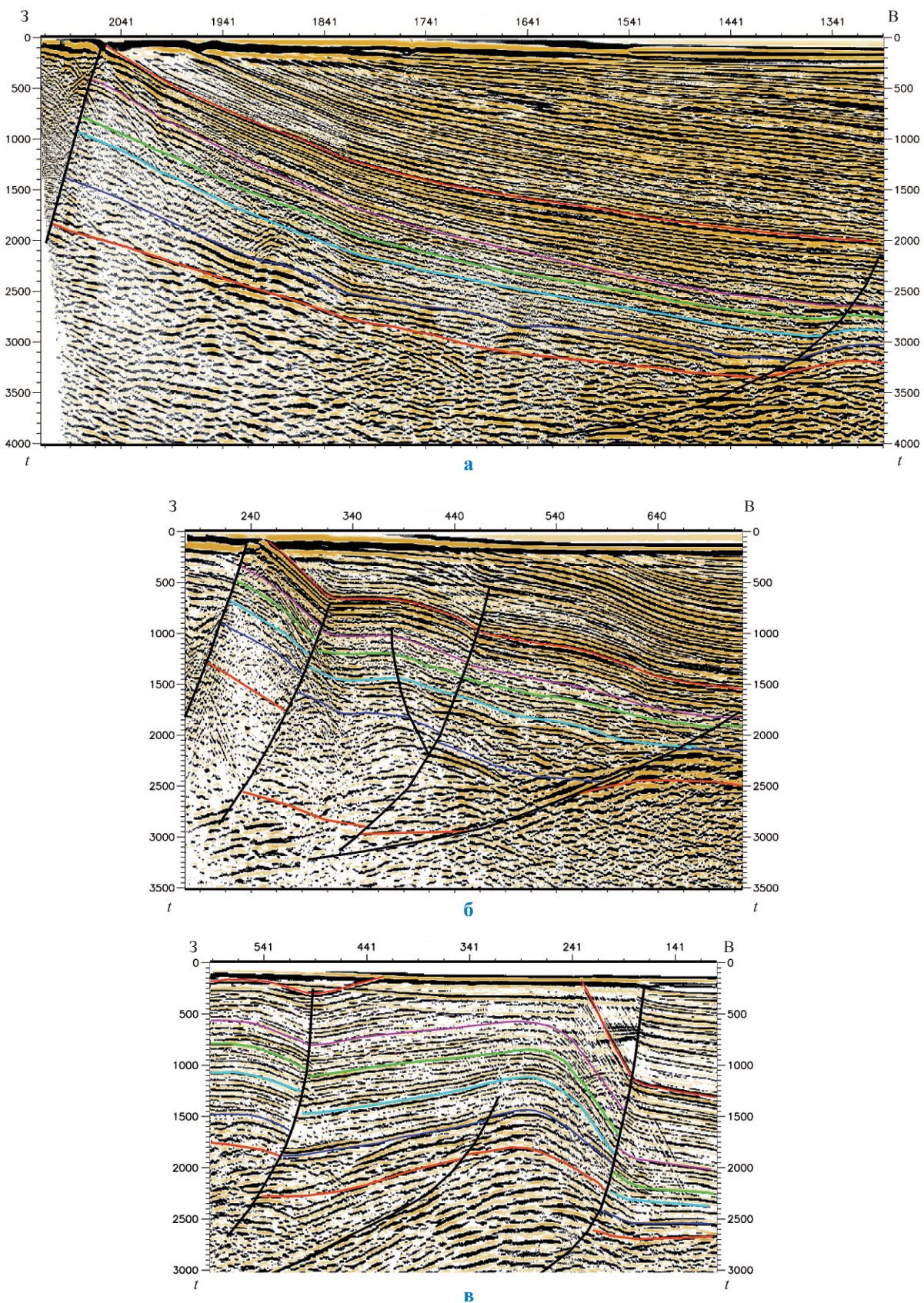
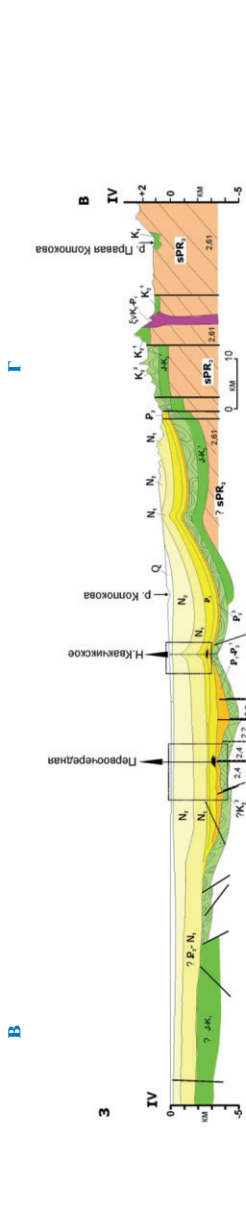
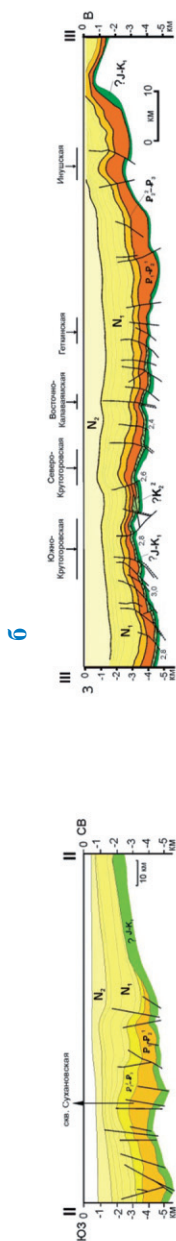
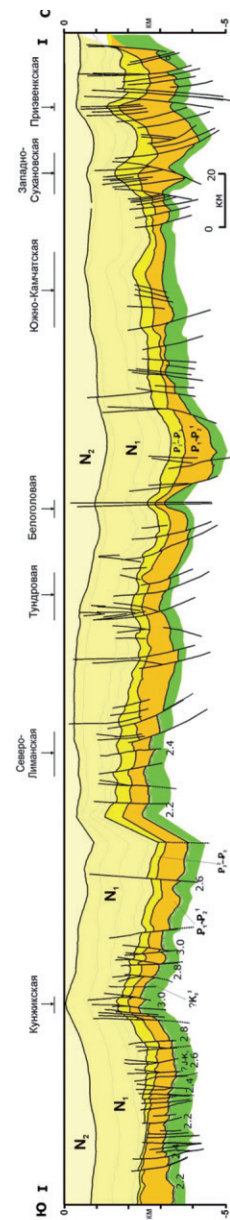
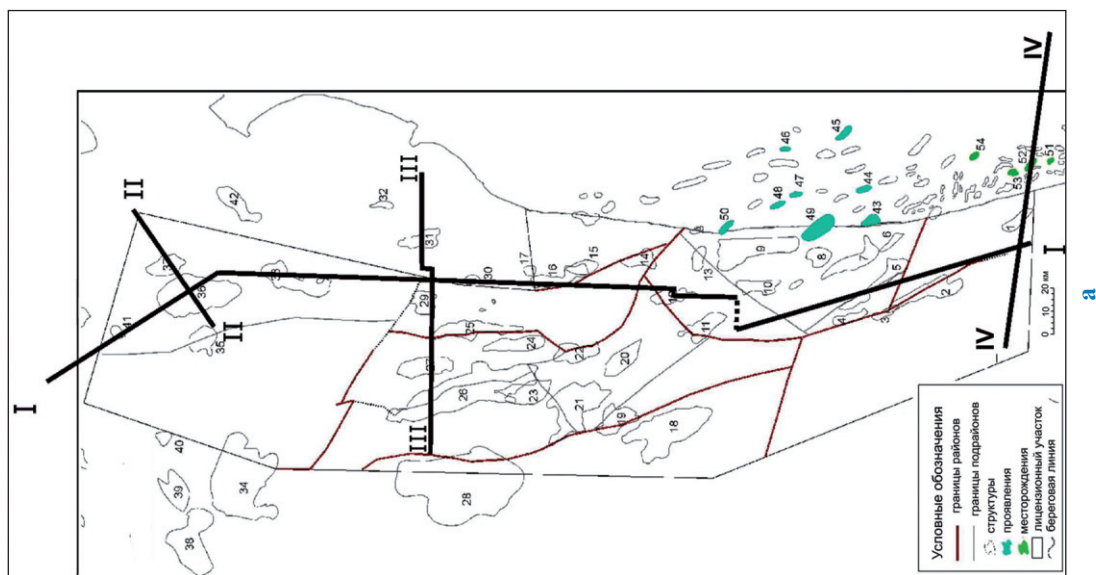


Рис. 10. Пограничный бассейн:

- а – Керосинная комбинированная ловушка, профиль 1992167;
- б – Южно-Рымникская группа тектонически экранированных ловушек, профиль 1992143;
- в – Нерпичья структурная ловушка, профиль 1992127



--- границы раздела блоков
 --- фундамент с различными плотностями,
 цифрами показаны значения плотностей фундамента залежи углеводородов

Рис. 11. Схематические профильные разрезы через главные газонеперспективные структуры Западно-Камчатского ЛУ:
 а – схема расположения профилей; б – разрез вдоль центральной части ЛУ по линии I-I'; в – разрез на севере ЛУ по линии II-II';
 г – разрез в центральной части ЛУ по линии III-III'; д – разрез на юге ЛУ по линии IV-IV'

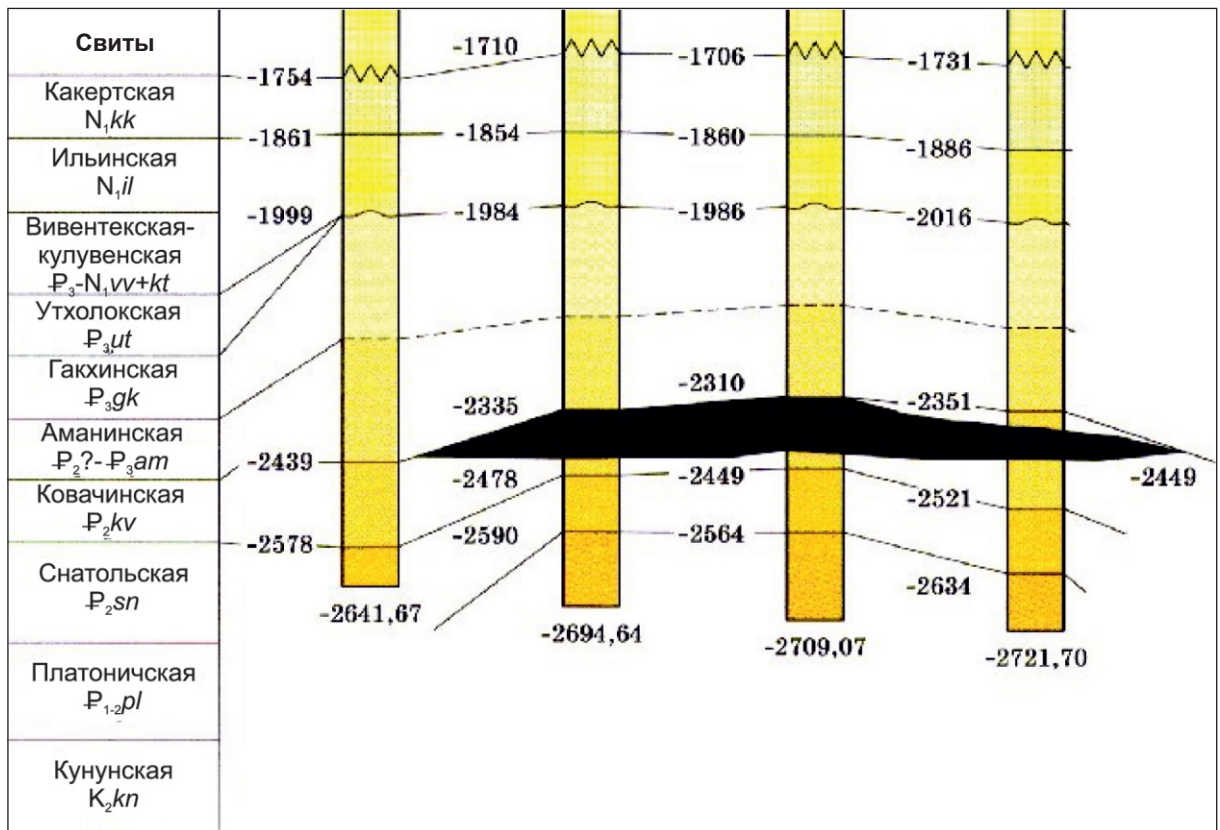


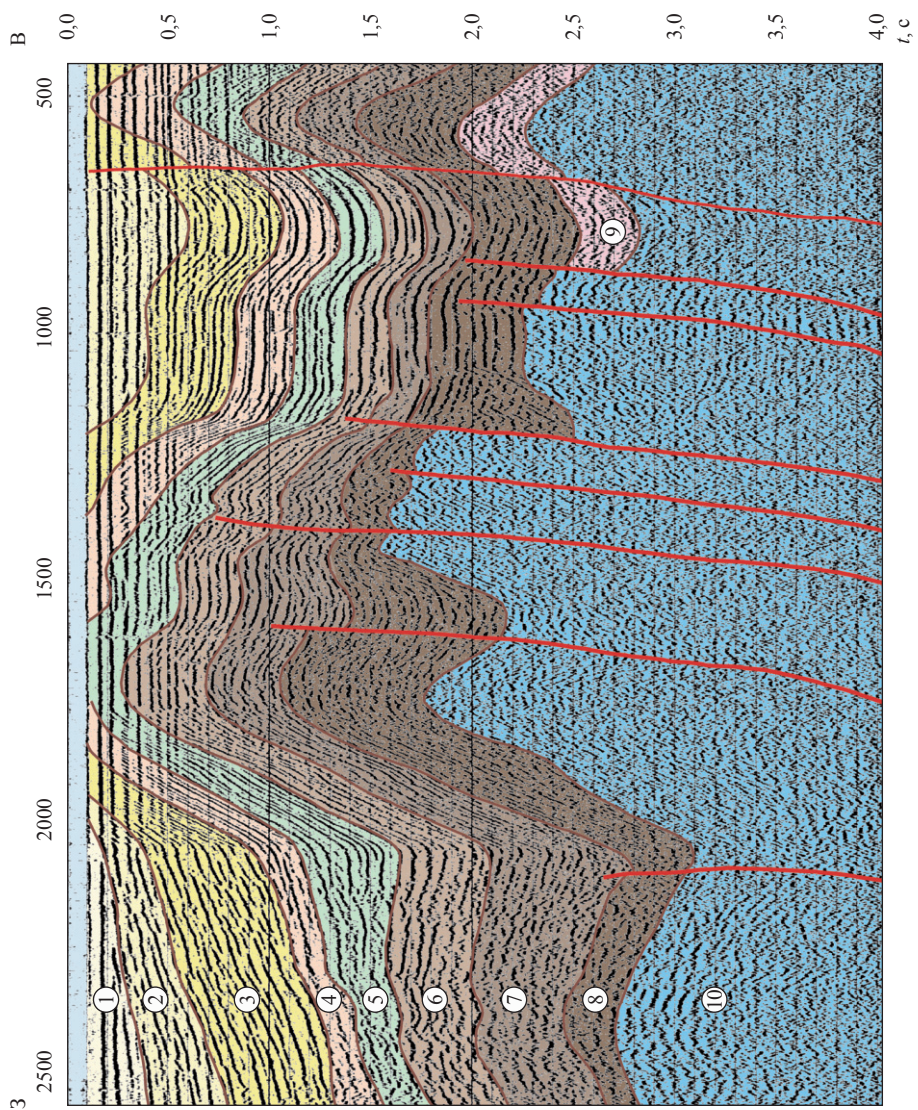
Рис. 12. Схема строения Нижне-Квакчикского месторождения по скважинам 1, 3, 4, 5 (слева направо) с газоконденсатной залежью в ковачинской свите, м: пунктир – границы раздела блоков фундамента с различными плотностями; черная плашка – залежь УВ

мелководного шельфа на расстояние около 500 км при ширине 10–50 км. Этот гигантский, по существу, мегавал осложнен сдвиговыми и продольными разломами и флексурами, а также многочисленными межразломными блоками с глубинами залегания фундамента 2–4 км [1]. Практически по всему периметру мегавал окружен мощными очагами генерации УВ, прежде всего Западно-Камчатского рифта (прогиба), а на востоке – системой рифтовых впадин вдоль западного побережья Камчатки [4, 6].

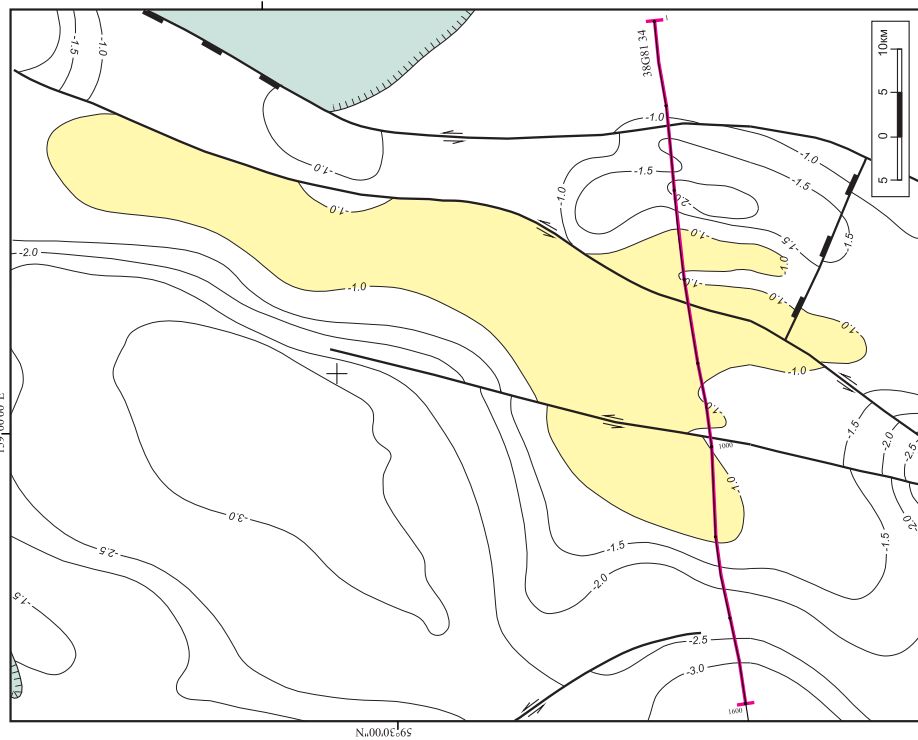
Для Западно-Камчатского шельфа реально развитие пластов-коллекторов в ближайших окрестностях береговой линии. Это продолжение гряд структур от Колпаковской зоны на север в Ичинско-Утхлоксско-Пенсипельскую зону поднятий. Внутри Западно-Камчатского прогиба и Тинровской впадины крупные зоны нефтегазонакопления будут связаны с внутририфтовыми гипсометрически приподнятыми блоками, которые в осадочном чехле выражены в виде обособленных поднятий типа Крутогоровского и Калавоямского, но глубина зале-

гания продуктивных горизонтов здесь составляет от 2000 до 4000 м и более.

В северной части Западно-Камчатского шельфа перспективным направлением ПРП является участок, расположенный в акватории Шелиховского залива и Пенжинской губы. Основными тектоническими элементами здесь являются: на севере в Пенжинской губе – Поворотная впадина рифтогенной природы с глубинами залегания фундамента 2–5 км, на юге – Шелиховский прогиб также рифтогенной природы с глубинами 3–7 км по поверхности фундамента. Восточный борт (уступ) Шелиховского прогиба граничит с субмеридионально ориентированным Омгонским поднятием, в восточном направлении граничащим с Воямпольским прогибом глубиной до 5 км также рифтогенной природы, распространяющимся даже на Западно-Камчатское побережье. Западный борт Шелиховского прогиба граничит с протяженным (около 150 км) и достаточно амплитудным (1–2 км) Тайгоносским поднятием шириной до 25 км. К настоящему времени



б



- контур ловушки
- область отсутствия палеоген-нижнеолгоценовых отложений
- сброс
- фрагмент сейсмического профиля 34
- контур ловушки
- область отсутствия палеоген-нижнеолгоценовых отложений
- сброс
- фрагмент сейсмического профиля 34

а

Рис. 13. Пензельская группа структурных ловушек: структурная карта поверхности карга поверхности палеоген-нижнеолгоценовых отложений (а) и сейсмический разрез по профилю 34С81 (б)

здесь выявлены крупные газонефтеперспективные структуры: Тевинская, Тайгоноская, Подкагерная, Емпинская, Пятибратская, Пенсенельская, Качилинская, Жиловская, Тигильская, Усть-Тигильская.

Наиболее крупная структура Пенсепельская (рис. 13) приурочена к восточному борту Шелиховского прогиба и большей своей частью охватывает Омгонское валообразное поднятие, протягивающееся с севера на юг вдоль прибрежной зоны мелководного шельфа на расстояние около 130 км при ширине 10–50 км. По всему периметру оно окружено мощными очагами генерации УВ, прежде всего Шелиховского рифта (прогиба), а на востоке – системой рифтовых впадин Воямпольского прогиба. Перспективы нефтегазоносности Пенсепельской зоны газонефтенакопления связаны прежде всего с отложениями миоценового, олигоценного, эоценового комплексов, в которых предполагается развитие массивно-пластовых и пластовых резер-

вуаров с коллекторами порового типа. Поэтому именно этот элемент должен являться приоритетным для проведения региональных и поисковых работ применительно к нефти и газу, что уже к 2020 г., скорее всего, приведет к открытию месторождений УВ, преимущественно газа, на имеющихся локальных структурах, в частности на Пенсепельской, Качиланской, Жиловской, Тигильской, Кедровой и др.

Следует также отметить, что все структуры шельфа о. Сахалина и Западной Камчатки находятся непосредственно внутри ныне действующих мощных очагов генерации УВ, способных заполнить всю емкость природных резервуаров этих суббассейнов. При наличии коллекторов и флюидоупоров, даже в случае их зонального и локального распространения, здесь создались и поддерживаются исключительно благоприятные условия для формирования крупных и даже уникальных скоплений УВ, о чем свидетельствуют уже сделанные открытия.

Список литературы

1. Астафьев Д.А. Новые представления о глубинном строении осадочных бассейнов и перспективы открытия уникальных и крупных месторождений углеводородов / Д.А. Астафьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 15–31.
2. Захаров Е.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России / Е.В. Захаров, В.А. Холодилов, М.Н. Мансуров и др. – М.: Недра, 2011. – 191 с.
3. Харахинов А.В. Новые перспективные направления нефтегазопроисковых работ на шельфе Северного Сахалина / А.В. Харахинов // Геология нефти и газа. – 1999. – № 9–10. – С. 18–25.
4. Астафьев Д.А. Прогноз новых зон нефтегазонакопления и направления поисково-разведочных работ на шельфах Охотского и Берингова морей России / Д.А. Астафьев // Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 231–248.
5. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона / В.В. Харахинов. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.
6. Шеин В.С. Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока / В.С. Шеин, В.А. Игнатова. – М.: ВНИГНИ, 2007. – 296 с.

УДК 553.98

Д.А. Астафьев, А.В. Толстикова, В.А. Шейн, М.Ю. Кабалин

Возможности оптимизации и повышения геолого-экономической эффективности газонефтепоисковых работ в акваториях Баренцева и Карского морей

Ключевые слова:

шельф,
Арктика,
поисково-разведочные работы,
углеводороды,
оптимизация,
эффективность.

Keywords:

sea shelf,
Arctic,
prospective works,
hydrocarbons,
optimization,
efficacy.

Оптимизация поисково-разведочных работ (ПРР) на шельфе арктических морей России является весьма актуальной проблемой, тем более в связи со значительным увеличением количества новых лицензионных участков (ЛУ), переданных ОАО «Газпром» и другим нефтегазодобывающим компаниям для освоения, что потребует увеличения объемов и темпов ПРР с одновременным обеспечением их достаточно высокой геолого-экономической эффективности. На практике такое требование означает в первую очередь выбор наиболее перспективных направлений ПРР, оптимизацию их очередности и размещения необходимых объемов геофизических работ, главным образом 2D- и 3D-сейсморазведки, которые на шельфе характеризуются высоким качеством и значительно меньшей по сравнению с сушей стоимостью. Это позволяет ограничиваться минимально необходимыми объемами весьма дорогостоящих буровых работ на наиболее перспективных участках с целью открытия месторождений и последующей их разведки, а также обеспечивать безусловное выполнение этих объемов в установленные сжатые сроки.

Для успешного проведения ПРР на акваториях с постоянным или длительным ледовым покровом необходим достоверный прогноз размещения зон газонефтенакопления, прежде всего, наиболее крупных, а внутри таких зон – прогноз размещения наиболее крупных месторождений углеводородов (УВ). Такие задачи как в России, так и за рубежом решаются путем последовательного накопления и обобщения геолого-геофизической информации. Причем важна информация не только по приобретенным ЛУ, но и по всему нефтегазоносному бассейну (НГБ), и даже в целом по всему региону с привлечением для сравнения данных по смежным более изученным бассейнам и открытым месторождениям.

На этапах проведения региональных и газонефтепоисковых работ большое значение имеет достоверность региональной модели НГБ, его внутреннего тектонического, литолого-фациального строения и вероятного размещения крупнейших зон газонефтенакопления. Учет роли региональной тектоники и геодинамики, рифтогенной деструкции земной коры, вызывающей неравномерное погружение межрифтовых и внутририфтовых блоков, а также дизъюнктивных нарушений – производных рифтогенной деструкции и последующей трансформации осадочного чехла – открывает возможность построения карт тектонического и нефтегазогеологического районирования нового поколения, позволяющих лучше понять геодинамическую природу НГБ, объяснить размещение тектонических элементов 2-го порядка в осадочном чехле, с которыми, как правило, и сопряжено наличие наиболее крупных и уникальных по запасам месторождений УВ. Такие карты позволяют добиться проявления синергического эффекта, т.е. выявить новые особенности геологического строения и закономерности размещения зон газонефтенакопления опережающими темпами, что позволит предсказать местоположения новых крупных и уникальных по запасам месторождений УВ до выполнения дорогостоящих детальных сейсмических и буровых работ.

Карты нового поколения обладают существенно большими прогностическими возможностями и обеспечивают выбор наиболее высокоперспективных районов

и зон для поиска прежде всего уникальных и крупных месторождений УВ, необходимых для эффективного, по возможности расширенного восполнения ресурсной базы газо- и нефтедобычи. При наличии дополнительных важных для формирования залежей нефти и газа условий онтогенеза нафтидов такие карты позволяют осуществлять с высокой точностью дифференцированную по площади участка качественную и количественную оценку потенциальных ресурсов УВ в диапазоне категорий¹ С₃–Д₁, а также осуществлять экспресс-оценку предлагаемых ЛУ с прогнозом возможных зон нефтегазонакопления.

Такой подход основан на ранее установленной общей закономерности размещения зон накопления УВ, которые приурочены в центральных частях осадочных бассейнов к меж- и внутририфтовым, а в прибортовых зонах – к при- или межразломным гипсометрическим приподнятым блокам фундамента [1, 2]. С учетом указанной закономерности меж- и внутририфтовые блоки с крупными и уникальными скоплениями УВ в известных газонефтеносных комплексах осадочного чехла северных частей Западно-Сибирского, Баренцевоморского и других НГБ первично могут успешно выявляться сочетанием методов грави- и магнито-разведки с последующим применением для подтверждения и детализации геохимических методов, электроразведки, сейсморазведки [3].

Вместе с тем необходимо учитывать также индивидуальные особенности строения осадочных бассейнов [4]. Так, для шельфа Баренцева моря при весьма высокой общей оценке начальных потенциальных ресурсов УВ оказывается, что высокодостоверные локализованные и перспективные объекты с уникальными ожидаемыми запасами промышленных категорий в действительности либо отсутствуют, либо мало достоверны и характеризуются высокими рисками неподтверждения по геологическим причинам (рис. 1). Здесь вероятно наличие следующих негативных причин: раскрытия ловушек УВ в условиях высоких значений градиента гипсометрии на бортах Восточно-Баренцевского прогиба, ухудшения или пол-

ного отсутствия пластов-коллекторов и/или флюидоупоров, неблагоприятной дизъюнктивной осложненности структур, литолого-стратиграфической изменчивости и других негативных факторов.

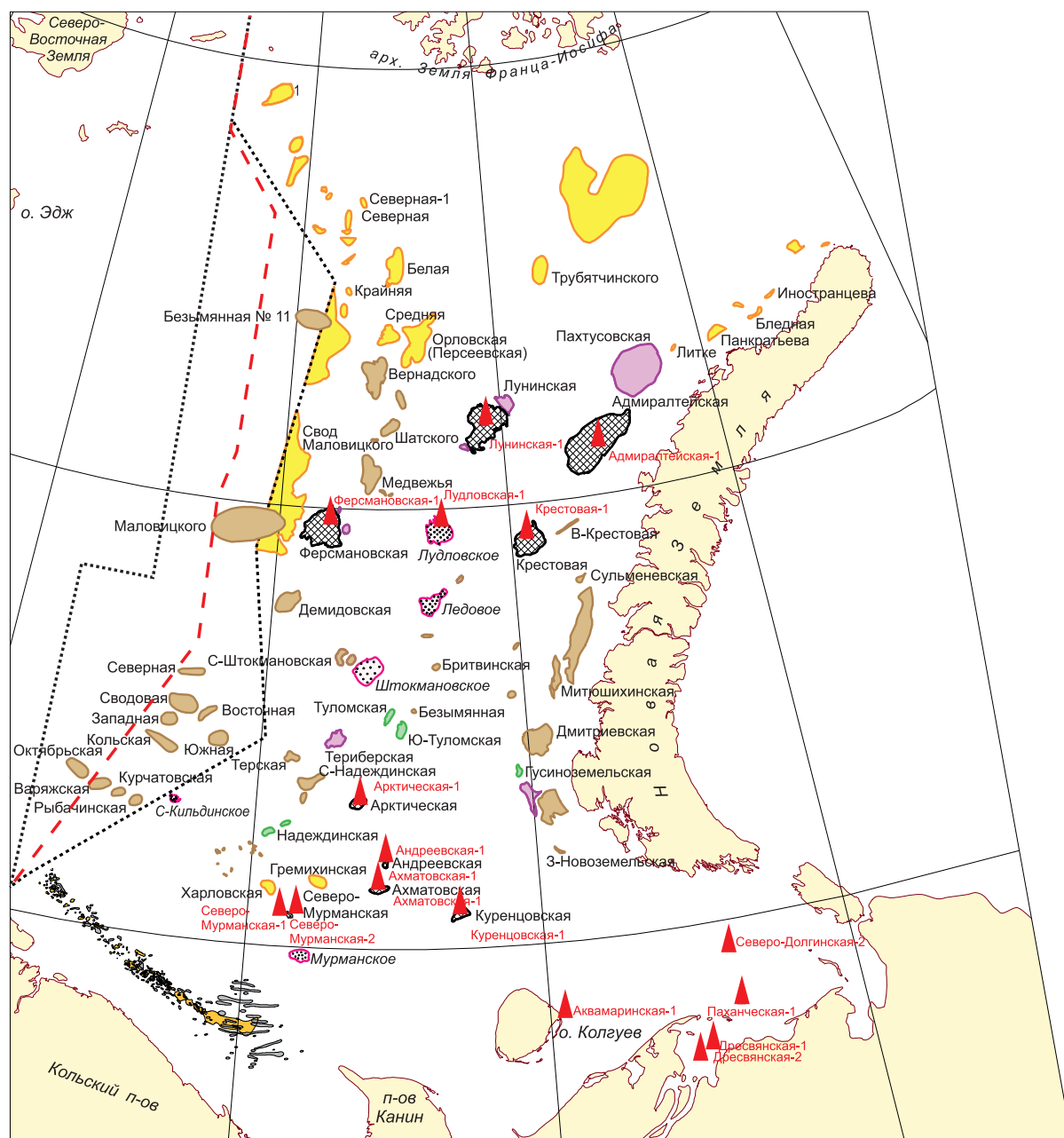
С учетом важнейших особенностей геологического строения осадочного чехла, пород переходного комплекса и фундамента, примеров уже выявленных и изученных зон нефтегазонакопления, строения конкретных месторождений, выявленных и подготовленных к бурению локальных структур, количественной оценки ресурсов УВ на основе карты тектонического районирования составлена карта размещения известных и прогнозируемых зон нефтегазонакопления Баренцевоморского НГБ, включая впадину Святой Анны и обособленную Северо-Карскую потенциально нефтегазонаосную область (рис. 2).

Исходя из необходимости наращивания ресурсной базы газодобычи района Штокмановского газоконденсатного месторождения, уже подготовленного к разработке, в ближайших районах этого центра газодобычи специалистами ОАО «Газпром» из имеющихся здесь структур сателлитов выделены следующие зоны газонефтегазонакопления с наиболее крупными прогнозируемыми запасами, освоение которых обосновано в следующей очередности ПРР:

- в осевой зоне Восточно-Баренцевского прогиба доразведке подлежит Ледово-Лудловская зона нефтегазонакопления, севернее в 150 км от нее – Лунинская зона, на восточном бортовом уступе Восточно-Баренцевского прогиба в 100 км к северо-западу от Штокмановского месторождения – Демидовско-Медвежья зона;
- юго-западнее Штокмановского месторождения – свод Федынского, а севернее в пределах Альбановской седловины – Орловская структура (рис. 3);
- в отдаленных северных районах Баренцева моря во впадине Святой Анны целесообразно продолжить изучение зоны нефтегазонакопления Тегеттгофа, а в Северо-Карском бассейне продолжить детализацию Центральной, Ушаковской зон нефтегазонакопления, поднятия Визе.

На данный момент реальные крупные по величине запасы газа и газового конденсата гарантированно ожидаются только в ранее открытых месторождениях северного продолжения осевой зоны Восточно-Баренцевской впадины:

¹ Категории ресурсов нефти и газа по степени обоснованности указаны согласно Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, введенной в действие приказом Министерства природных ресурсов России от 07 февраля 2001 г. № 126.



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 ▲

Рис. 1. Схема размещения открытых месторождений УВ и пробуренных скважин, не подтвердивших наличия промышленной газонефтеносности на шельфе Баренцева моря (по данным [5] с дополнениями):

1 – месторождения газа и конденсата; 2–6 – интегральные контуры локальных структур по данным «Севморгео» (2 – изученных глубоким бурением, 3 – подготовленных к глубокому бурению, 4 – изученных детальными сейсморазведочными работами, 5 – изученных поисковыми сейсморазведочными работами, 6 – изученных региональными сейсморазведочными работами); 7–8 – контуры органогенных построек, выявленных на Кольско-Канинской моноклинали (7 – нижне-верхнепермских, 8 – каменноугольно-нижнепермских); 9 – новая государственная граница России (договор между РФ и Королевством Норвегия, 2010 г.); 10 – граница зоны совместных с Норвегией экономических интересов (до 2010 г.), 11 – непродуктивные скважины

это Ледовое газоконденсатное и Лудловское газовое месторождения с залежами в отложениях юрского комплекса. Эти месторождения требуют доразведки и с точки зрения разработки расцениваются в качестве первоочередных сателлитов Штокмановского месторождения.

Мелкие и средние по величине запасов структуры, расположенные к югу от Штокмановского месторождения, среди которых Терская, Северо-Надеждинская, Туломская, Южно-Туломская и другие, с высокой вероятностью промышленно газоносны и могут быть освоены на этапе падающей добычи газа на Штокмановском месторождении.

На крупных структурах восточного борта и уступа Восточно-Баренцевского прогиба – Крестовой, Адмиралтейской, Пахтусовской, а к югу от них на широте Штокмановского месторождения на значительно меньших по размерам Митюшинской, Дмитриевской структурах наличие промышленной газонефтеносности как мезозойского, так и палеозойского комплексов требует дополнительного подтверждения, особенно для палеозойского комплекса, который залегает на больших глубинах (более 4 км). Эти структуры существенно осложнены аккреционно-конвергентными процессами и не имеют надежных флюидоупоров. Аналогичные геологические осложнения с проявлением негативных факторов для формирования и сохранности залежей УВ не исключены и для структур западного внешнего борта Восточно-Баренцевского прогиба, а также для большей части района расположения свода Федьнского.






Учитывая перечисленные геологические риски отсутствия газонефтеносности или недостаточной значимости ресурсов УВ западного и восточного бортов, а также северного продолжения осевой зоны Восточно-Баренцевской впадины, Альбановская седловина и склоны Восточно-Баренцевской впадины требуют дополнительного изучения, предусмотренного на региональном и поисковом этапах работ, включая альтернативные методы геохимической съемки и прямого прогноза газонефтеносности.



По аналогичным критериям в малоизученной акватории Карского моря выделена крупнейшая межрифтовая область газо- и нефтенакопления (Центрально-Карская) [2], состоящая из нескольких сопряженных зон, отделенная от Ямала Белоостровским и Пухучанским




грабен-рифтами и граничащая на северо-западе с Ноябрьским и Чекинским, а на севере со Свердрупским грабен-рифтами. В центре этой области находится Русановско-Ленинградская зона газонефтеносности с уникальными по запасам Ленинградским и Русановским газоконденсатными месторождениями. К юго-западу она продолжается приподнятыми блоками, где выявлены крупные структуры: Обручевская, Амдерминская, Западно-Шараповская и др. В пределах северной части Центрально-Карского мегавала выявлены крупные локальные структуры: Западно-Нярмейская, Скуратовская, Рождественская, Кропоткинская, Матусевича и другие. В северной части акватории Центрально-Карский мегавал сопряжен с Розевским и Быррангским также крупными межрифтовыми блоками, в границах которых выявлены локальные структуры – Нансена, Розевская, Рогозинская, Флиссингская, Монская, а к востоку – Анабарская, Вилькицкого, Быррангская, Западно-Свердрупская и др.




В северо-западной части Карского моря выявлены меньшие по размерам гипсометрически приподнятые межрифтовые блоки – Воронинский, Мининский и Северо-Новоземельская ступень, в пределах которых закартировано более десятка крупных структур: Татаринская, Викуловская, Университетская, Западно-Русановская, Воронинская, Мининская и др. В 2014 г. на Университетской структуре НК «Роснефть» открыто крупное, вероятно, газоконденсатнонефтяное месторождение, названное «Победа», подтвердившее установленную закономерность размещения зон газонефтеносности на шельфе Карского моря (рис. 4, 5).

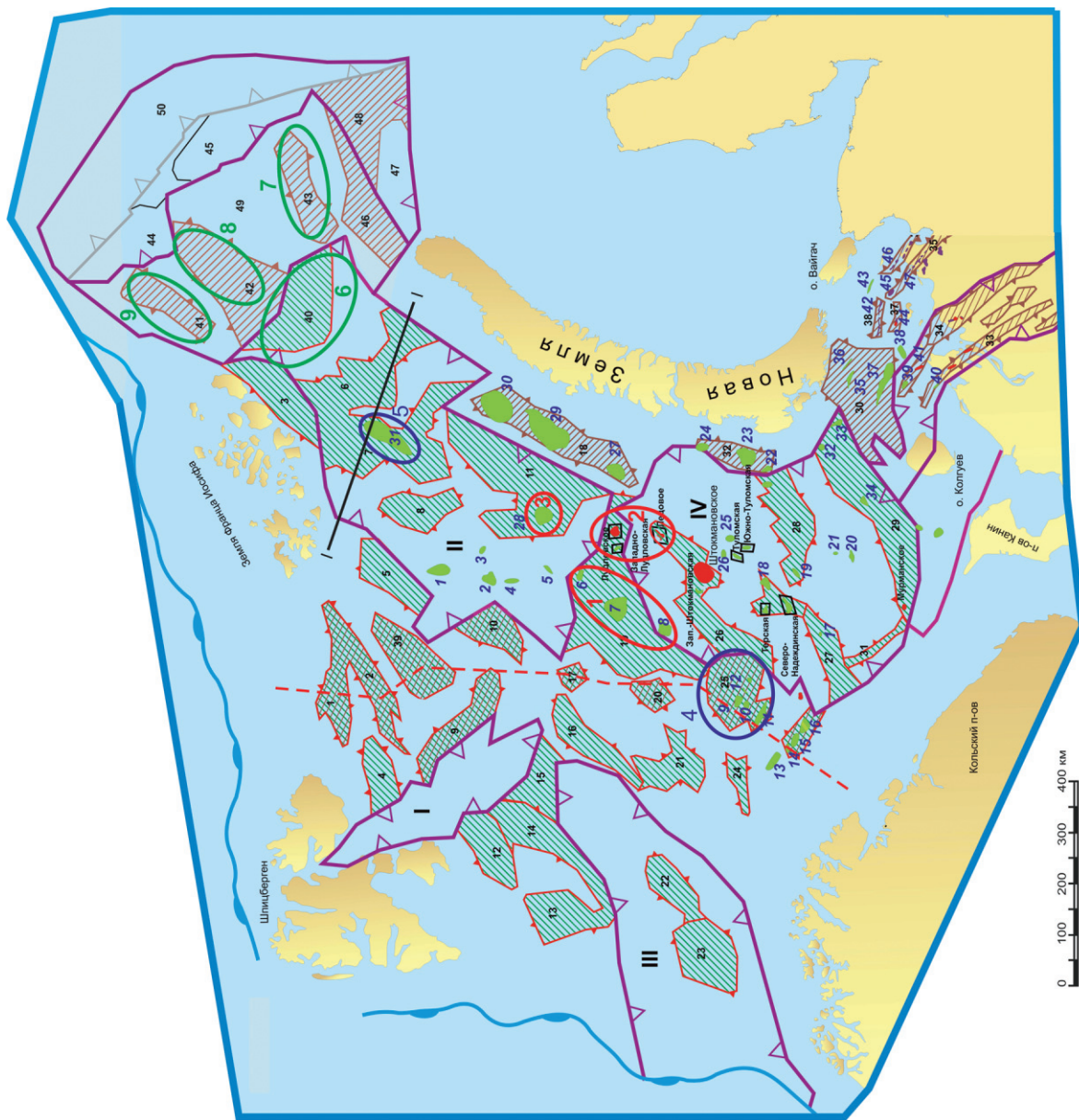
Исходя из намеченных закономерностей тектонической приуроченности и доступности зон нефтегазонакопления для акватории Карского моря с учетом вновь выполненных оценок перспективных ресурсов и ожидаемых запасов УВ на выделенных ОАО «Газпром» ЛУ и уже создаваемых центров газонефтедобычи оптимальная стратегия продолжения газонефтепоисковых работ может быть следующей: первоочередными объектами поисково-разведочных работ должны стать Нярмейская, Скуратовская и Северо-Харасавэйская структуры, с которыми могут быть связаны достаточно крупные запасы УВ, прежде всего газа. Кроме того, прогнозируемые залежи УВ,

-  границы рифтовых впадин
-  границы внутри- и межрифтовых блоков
-  надвиги
-  линии геологических профилей
-  месторождения углеводородов

- прогнозируемые зоны нефтегазоносности:
-  в мезозойских осадочных комплексах
 -  в палеозойских осадочных комплексах

-  объекты интересов ОАО «Газпром»
-  контур склона
-  государственные границы России и Норвегии

- зоны нефтегазонакопления:
-  I очереди (1 – Демидовско-Медвежья, 2 – Ледово-Лудловская, 3 – Лунинская)
 -  II очереди (4 – Фелынская, 5 – Орловская)
 -  III очереди (6 – Теттгофа, 7 – Центральная, 8 – Виге, 9 – Ушаковская)



Наклонными арабскими цифрами обозначены структуры и месторождения:

- 1 – Белая, 2 – Средняя, 3 – Персеевская, 4 – Вернадского, 5 – Шагского, 6 – Медвежья, 7 – Фермановская, 8 – Демидовская, 9 – Сводная, 10 – Западная, 11 – Кольская, 12 – Восточная, 13 – Октябрьская, 14 – Варяжская, 15 – Курчатовская, 16 – Рыбачинская, 17 – Надеждинская, 18 – Терберская, 19 – Арктическая, 20 – Ахмаговская, 21 – Андреевская, 22 – Гусиноземельская, 23 – Дмитриевская, 24 – Митюшинская, 25 – Безьянная, 26 – Северо-Гуломская, 27 – Крестовая, 28 – Лунинская, 29 – Адмиралтейская, 30 – Пахтусовская, 31 – Орловская, 32 – Западно-Новоземельская, 33 – Междупшарская, 34 – Куренцовская, 35 – Сахалинская, 36 – Западно-Покровская, 37 – Русская, 38 – Южно-Русская, 39 – Северо-Поморская, 40 – Колоколморское, 41 – Поморское, 42 – Долгинское, 43 – Западно-Матвеевская, 44 – Северо-Гуляевское, 45 – Приразломное, 46 – Медыньское-море, 47 – Варандей-море.

Римскими цифрами отмечены рифты:

- I – Ольгинский, II – Северо-Баренцевский, III – Медвеженский, IV – Южно-Баренцевский.

Арабские цифры прямого начертания указывают на географические объекты:

- 1 – выступ о. Белого, 2 – вал Виктории, 3 – Вильчевское поднятие, 4 – поднятие Карла Короля, 5 – вал Пинегина, 6 – Восточно-Альбановская седловина, 7 – Западно-Альбановская седловина, 8 – поднятие Гимет, 9 – Западно-Персейское поднятие, 10 – Восточно-Персейское поднятие, 11 – Лунинский выступ, 12 – поднятие Хоппен, 13 – Восточно-Серкапское поднятие, 14 – Медвежинское-Надеждинское поднятие, 15 – Западно-Мальгинская седловина, 16 – вал Эльдохольма, 17 – поднятие Година, 18 – вал Адмиралтейства, 19 – Лудловская седловина, 20 – Центральное-Баренцевское поднятие, 21 – Демидовский выступ, 22 – Нордкинское поднятие, 23 – поднятие Лоппа, 24 – Западно-Федьинский выступ, 25 – свод Фердынского, 26 – Восточно-Фердынский выступ, 27 – Надеждинский выступ, 28 – Гусиноземельский выступ, 29 – Куренцовская ступень, 30 – Печороморский выступ, 31 – Южно-Мурманская седловина, 32 – Костиншарский вал, 33 – Шапкино-Юрьяхинский вал, 34 – Колвинский вал, 35 – вал Сорокина, 36 – Медыньский вал, 37 – Гуляевский вал, 38 – Долгинский вал, 39 – Северо-Персейское поднятие, 40 – моноклинал Тетгторфа, 41 – Ушаковский вал, 42 – вал Визе, 43 – вал Уединения, 44 – северный сектор Восточно-Карского предороженного прогиба, 45 – южный сектор Восточно-Карского предороженного прогиба, 46 – Западно-Арктический выступ, 47 – Северо-Известинский выступ, 48 – Арктический выступ, 49 – надрифтовая депрессия Святой Анны, 50 – надвиговая зона Северной Земли – Северного Таймыра

Рис. 2. Карта нефтегазогеологического районирования и размещения прогнозируемых зон газонефтенакопления с крупными по запасам УВ месторождениями в акватории Баренцева моря

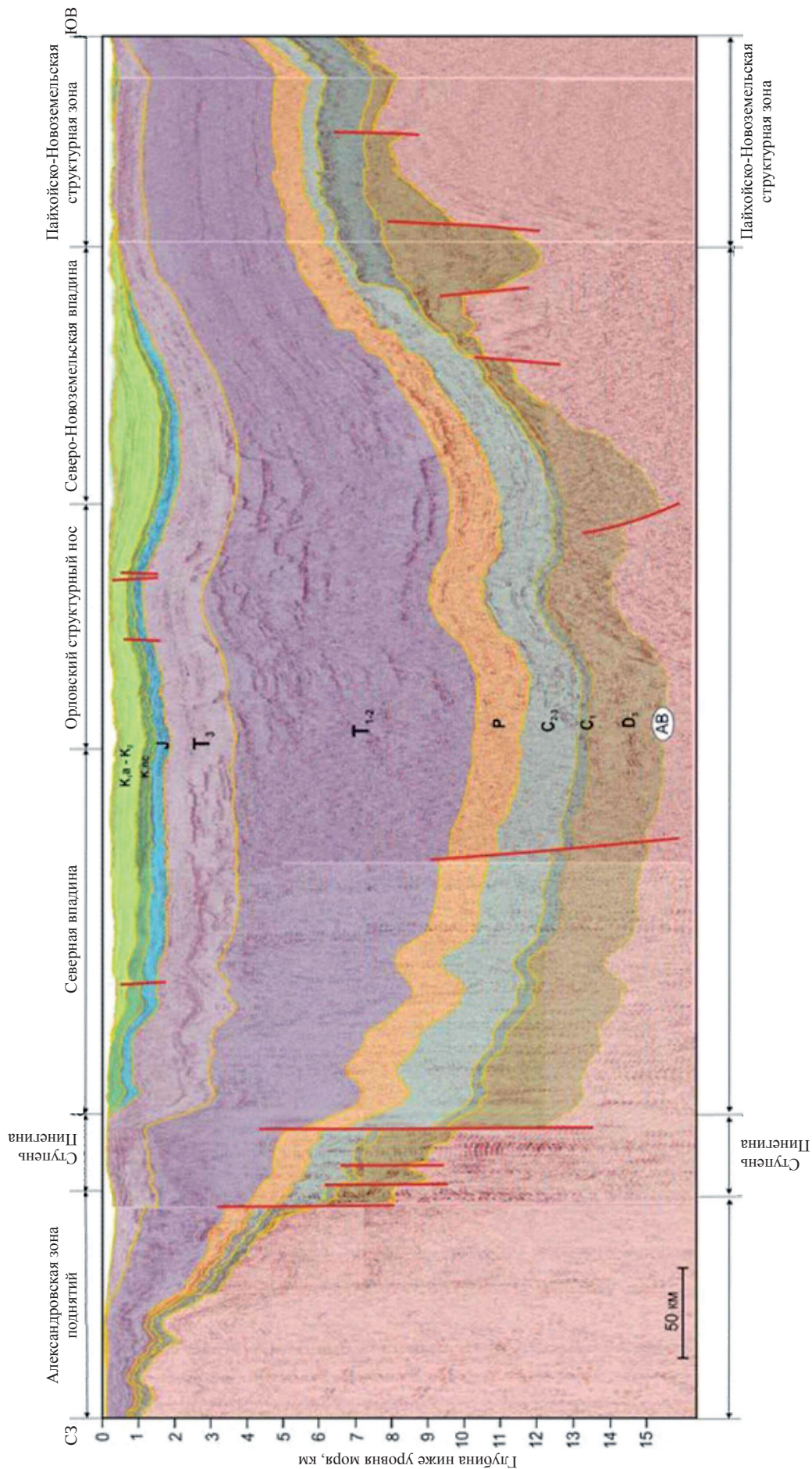


Рис. 3. Сводный сейсмогеологический профиль по линии I-I [6]: здесь и далее на рис. 5 использованы обозначения индексов согласно Общей стратиграфической (геохронологической) шкале 2012 г.

связанные с указанными структурами, являются пока наиболее технически доступными для освоения. После бурения первых поисковых скважин и открытия новых уникальных по запасам месторождений УВ на указанных структурах целесообразно будет продолжить разведку Русановского и Ленинградского месторождений. Такая очередность позволит оптимизировать варианты освоения не только этих уникальных по запасам месторождений, но и всех других прогнозируемых месторождений южной части акватории Карского моря.

Вторым перспективным направлением ПРР может стать Западно-Шараповский ЛУ с продолжением ПРР на Шараповской, Шкиперской и Крузенштерн-море структурах с целью увеличения газодобычи Бованенково-Харасавэй-Крузенштернского центра. Третьим по очередности и значимости направлением ПРР будет Обручевская структура с группой соседних структур Обручевского вала и структур-сателлитов.

Важным условием успеха ПРР в арктических морях является применение совершенных (желательно адаптированных к району работ) техники и технологий, обеспечивающих в оптимальной последовательности и рациональных объемах получение достоверной информации, повышающей качество знаний о газонефтеперспективных участках и районах, позволяющей создавать реальные геолого-геофизические образы ожидаемых залежей и месторождений УВ в целом, оценивать величины ожидаемых запасов газа, конденсата и нефти. В этой связи на шельфе арктических морей России рекомендуется продолжить организацию ПРР с использованием технологии ускоренной подготовки запасов промышленных категорий [7], хорошо зарекомендовавшей себя при проведении ПРР на ЛУ, принадлежащих ОАО «Газпром» в Баренцевом море (Штокмановский), в Обской и Тазовской губах (Каменномысский, Северо-Каменномысский, Чугорьяхинский, Семаковский и др.) и в Охотском море (Киринский блок – Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское месторождения).

В последние годы накапливается положительный опыт применения технологий аэрогеофизической, радарной и геохимической съем-

ки с целью опережающего выявления наиболее крупных месторождений УВ [8]. Однако применение аэрогеофизических методов, радарной и геохимической съемки требует полного охвата всей площади ЛУ. При этом необходимы опережающий охват наиболее крупных высокоперспективных структурных зон возможного газонефтенакопления, а также обязательная привязка к эталонным площадям с месторождениями и с разбуренными, но не продуктивными или не подтвердившимися структурами. Также до бурения первых поисковых скважин на выявленных и подготовленных структурах рекомендуется применять современные модификации высокоразрешающей электроразведки.

Высокая успешность поисково-разведочного процесса обеспечивается также оптимальным размещением участков проведения детализационных геолого-геофизических работ на участках прогнозируемых месторождений УВ, особенно сейсморазведки, геохимической съемки, а в итоге – бурения поисковых и разведочных скважин, которые должны дать максимум информации об изучаемых залежах УВ. Учитывая опыт проведения ПРР на структурах и месторождениях повышенной степени сложности, необходимо предусматривать опережающее (до бурения 1-й поисковой скважины) выполнение оптимальных объемов 3D-сейсморазведки в комплексе с современными методами геохимической съемки и высокоразрешающей электроразведки.

При размещении первых поисковых и разведочных скважин, обосновании их глубины необходимо учитывать известные и предполагаемые особенности строения осадочного чехла: в частности, наличие или отсутствие ложных флюидоупоров над пластами-коллекторами, возможное наличие нефтяных оторочек и подушек, фазовый состав залежей, их количество и конфигурацию контуров.

Анализ ожидаемых результатов ПРР на шельфе Баренцева и Карского морей показал, что на шельфе Карского моря предполагается более высокая геолого-экономическая эффективность ПРР, что объясняется ожиданием очень крупных запасов УВ на большинстве прогнозируемых месторождений данного шельфа.

региональные и зональные объекты, перспективные для поисков нефти и газа в пул-апарт-бассейнах Западно-Сибирского тафрогена:



обусловленные наличием ловушек (а – на инверсионных валах, поднятиях в рифтах, осложненных молодыми (олигоцен-неогеновыми) продольными сдвигами; б – в пределах межрифтовых блоков, поднятий, осложненных молодыми сдвигами)



обусловленные наличием ловушек в надрифтовых прогибах и моноклиналах в обрамлении тафрогена



обусловленные наличием ловушек в пределах прогибов, моноклиналей, поднятий, выступов складчатого основания

зоны проведения геологоразведочных работ:



I очереди



IV очереди



II очереди



V очереди



III очереди



выявленные месторождения (а – нефти, б – газа, в – газоконденсата)

структурные зоны (цифры см. ниже):



1 надрифтовые прогибы (над глубинными и поверхностными грабенами)



3 поднятия, инверсионные валы, блоки в рифтах и на межрифтовых участках



4 моноклинали в обрамлении тафрогена



5a выступы складчатого основания (а), поднятия в чехле (б) в обрамлении тафрогена



2 прогибы западного обрамления тафрогена

элементы тектонических структур:



осевые зоны надрифтовых валов, поднятий, образованные над глубинными грабенами



осевые зоны надрифтовых прогибов



межрифтовые и внутририфтовые приподнятые блоки в пределах тафрогена



поднятия моноклиналей в обрамлении тафрогена



контуры выступов донорского складчатого основания и поднятий в осадочном чехле в обрамлении тафрогена



осевые зоны прогибов в обрамлении тафрогена



линии геологических профилей



границы раннемезозойского Западно-Сибирского тафрогена



ловушки нефти и газа



осевые зоны континентальных рифтов (глубинных грабенов), грабен-рифтов (по В.С. Суркову и др., 1986 г.)



контуры Обского залива Южно-Аноийского триасового океана (по С.В. Аплонову, 1993 г.)



основные секторы Западно-Сибирского тафрогена (С – северный [Новоземельский], З – западный [Ямальский], Ц – центральный [Уренгойский], В – восточный [Усть-Портский], ЮВ – юго-восточный [Худосейский])



некоторые разломы (а – в осадочном чехле и фундаменте, б – глубинные); в – глубинные сдвиги



граница Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна



граница суши и моря

Западно-Сибирский тафроген (А): надрифтовые прогибы (1 – Литковский, 2 – Ноябрьский, 3 – Чекинский, 4 – Свердрупский, 5 – Белоостровский, 6 – Пухучанский, 7 – Байдарацкий, 8 – Ямальский, 9 – Хабинский, 10 – Лябихинский, 11 – Явайский, 12 – Высокоширотный, 13 – Яряухинский, 14 – Северо-Сеяхинский, 15 – Сояхинский, 16 – Яротинский, 17 – Парусовый, 18 – Усть-Енисейский, 19 – Агапский, 20 – Антипаютинский, 21 – Северо-Ямбургский, 22 – Большехетский, 23 – Долганский, 24 – Жданихинский, 25 – Красноселькупский, 26 – Худосейский, 27 – Северо-Тазовский, 28 – Хадырьяхинский, 29 – Нижнепурский, 30 – Нерутинский, 31 – Надымский, 32 – Худуттейский, 33 – Акапурский, 34 – Пакупурский, 35 – Ампутинский, 36 – Пякупурский, 37 – Верхнеаганский); приподнятые блоки в межрифтовых участках с выявленными в их пределах ловушками (1 – Северо-Сургутский); приподнятые блоки между глубинными грабенами с выявленными в их пределах ловушками (2 – Минский, 3 – Воронинский, 4 – Университетский, 8 – Шарাপовский, 11 – Харасавэйско-Крузенштернский, 12 – Бованенковский, 13 – Нурминский, 21 – Западно-Таймырский, 22 – Таймырский, 30 – Ямбургский, 31 – Медвежий, 32 – Северный [Пурпейский], 33 – Верхнепурский [Вэнгапурский], 34 – Губкинский, 35 – Юбилейный, 36 – Северо-Уренгойский, 37 – Уренгойский, 38 – Етыпурский, 41 – Сузунский, 44 – Мангазейский).

Обрамление Западно-Сибирского тафрогена (Б): моноклинали с выявленными в их пределах ловушками (1 – Новоземельская, 2 – Южно-Новоземельская, 3 – Северо-Новоземельская, 4 – Усть-Юрибейская, 5 – Собтыганская, 6 – Верхнеполуйская, 7 – Таймырская, 8 – Пясинская, 9 – Сидоровская, 10 – Приенисейская); прогибы с западной части обрамления тафрогена (1 – Карский, 2 – Ляпинский), в том числе выступы складчатого основания с выявленными ловушками (1 – Пахтусовский, 2 – Щучинский, 3 – Хишгорский, 4 – Туруханский) и поднятие в чехле (10 – Поетаяхинское).

Арабскими цифрами черного цвета обозначены месторождения УВ (1 – Русановское, 2 – Ленинградское, 3 – Бованенковское, 4 – Крузенштернское, 5 – Малыгинское, 6 – Южно-Тамбейское, 7 – Салмановское [Утреннее], 8 – Штормовое, 9 – Гдыанское, 10 – Ладертойское, 11 – Арктическое, 12 – Малоямальское, 13 – Северо-Каменномыское, 14 – Каменномыское, 15 – Новопортовское, 16 – Антипаютинское, 17 – Западно-Мессояхское, 18 – Мессояхское, 19 – Ванкорское, 20 – Ямбургское, 21 – Медвежье, 22 – Уренгойское, 23 – Северо-Уренгойское, 24 – Тазовское, 25 – Заполярное, 26 – Русское, 27 – Береговое, 28 – Южно-Русское, 29 – Юбилейное, 30 – Ямсовейское, 31 – Северо-Комсомольское, 32 – Северо-Губкинское, 33 – Южно-Пырейное, 34 – Восточно-Таркосалинское, 35 – Западно-Горшковское, 36 – Етыпурское, 37 – Вэнгаяхинское, 38 – Вэнгапурское, 39 – Топыхинское, 40 – Восточно-Пякутинское) и *перспективные нефтегазоносные структуры* (41 – Белоостровская, 42 – Скуратовская, 43 – Няремская, 44 – Морская, 45 – Северо-Харасавэйская, 46 – Шарাপовская, 47 – Западно-Шарাপовская, 48 – Аквамаринская, 49 – Амдерминская, 50 – Стерегущая, 51 – Обручевская, 52 – Мининская, 53 – Воронинская, 54 – Галская, 55 – Невская, 56 – Северная, 57 – Татаринская, 58 – Шкиперовская, 59 – Преображенская, 60 – Корпачевская, 61 – Восточно-Тамбейская), недописанные структуры числятся как структуры без названия

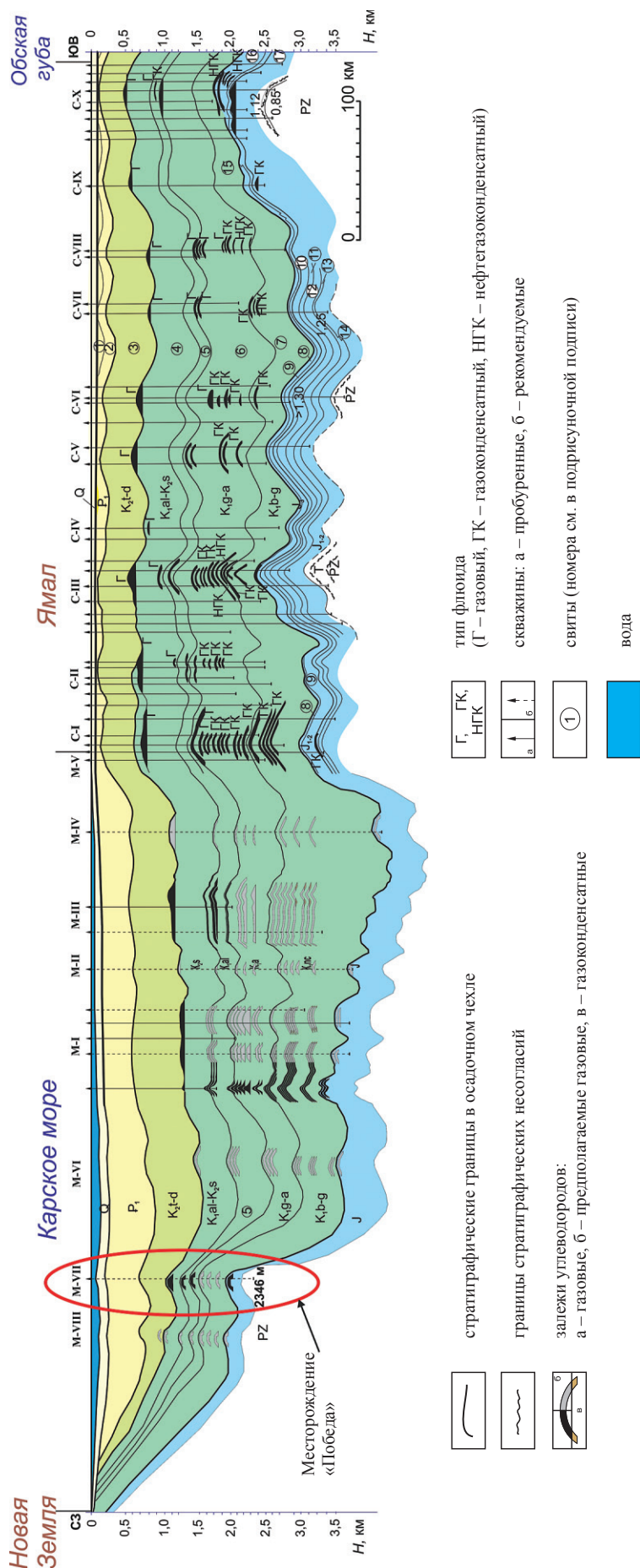


Рис. 5. Геологический профильный разрез Мурманского мегавала с продолжением на Ленинградско-Русановскую и Университетско-Власьевскую зоны газонефтенакопления в Карском море:

H – глубина ниже уровня моря; арабскими цифрами в кружочках отмечены свиты (1 – лولينворская, 2 – талицкая, 3 – ганькинская и кузнецовская, 4 – покурская, 5 – ханты-мансийская, 6 – таноупчинская, 7 – мегонская (ахская), 8 – баженовская, 9 – абалакская, 10 – малышевская, 11 – леонтьевская, 12 – вымская, 13 – лайдинская, 14 – джангодская, 15 – яротинская, 16 – ново-портовская, 17 – тюменская); римскими цифрами обозначены месторождения и перспективные структуры на суше (I – Харасавэйское, II – Крузенштерское, III – Бованенковское, IV – Нерстинское, V – Нейтинское, VI – Арктическое, VII – Средне-Ямальское, VIII – Нурмаинское, IX – Малоямальское, X – Ново-Портовское) и на шельфе (M-I – Русановское, M-II – Северо-Ленинградская, M-III – Ленинградское, M-IV – Северо-Харасавэйская, M-V – Харасавэй-море, M-VI – Западно-Русановская, M-VII – Университетская (месторождение «Победа»), M-VIII – Власьевская)

Список литературы

1. Астафьев Д.А. Роль рифтогенеза в размещении зон нефтегазонакопления (на примере осадочных бассейнов России) / Д.А. Астафьев // Геодинамика, стратиграфия и нефтегазоносность осадочных бассейнов России: сб. науч. тр. – М.: ВНИГНИ, 2001. – С. 37–58.
2. Астафьев Д.А. Генетическое единство и индивидуальные различия в строении осадочных бассейнов / Д.А. Астафьев // Геология нефти и газа. – 2002. – № 2. – С. 47–51.
3. Цемкало М.Л. Районирование фундамента по структурно-формационным зонам как основа схем перспектив нефтегазоносности / М.Л. Цемкало, Э.А. Таратын, Э.Ю. Николаевский и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 8. – С. 30–35.
4. Астафьев Д.А. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности северной части Западно-Сибирского тафрогена и его обрамления / Д.А. Астафьев, В.А. Шеин // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 19–29.
5. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России / В.С. Шеин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ВНИГНИ, 2012. — 848 с., ил. 16 с.
6. Morgunova E.S. Mesozoic deformation phases in the North Barents Megabasin / E.S. Morgunova, V.A. Nikishin, N.A. Malyshev, L.N. Kleschina, A.M. Nikishin, G.V. Ulyanov, V.V. Obmetko // Abstracts of EAGE Conf. Geomodel-2013. – Gelendzhik: EAGE, 2013.
7. Ампилов Ю.П. Технология ускоренной подготовки запасов промышленных категорий морских месторождений углеводородов / Ю.П. Ампилов, Б.А. Никитин, В.А. Вовк и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2006. – № 1. – С. 21–34.
8. Бабаянц П.С. Комплексные аэрогеофизические работы на Арктическом шельфе России: особенности методики и первые результаты / П.С. Бабаянц, О.Р. Контарович // Материалы V Международной конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» (ROOGD-2014). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – С. 28.

УДК 551.73/.78 + 553.98

Н.О. Сорохтин, Л.И. Лобковский, Н.Е. Козлов

Тимано-Варангерский пояс байкалид как новый нефтегазоносный бассейн России

Ключевые слова:
геодинамика,
нефтегазоносность,
сланцевый газ,
Арктика,
рифей,
Тимано-
Варангерский пояс,
п-ов Рыбачий.

Keywords:
geodynamics,
oil-and-gas
presence,
shale gas,
Arctic,
Riphean,
Timan-Varanger Belt,
Rybachiyy Peninsula.

Оценка перспектив формирования крупных скоплений углеводородного сырья (УВ), в том числе сланцевого газа и нефти, в терригенных толщах рифея Тимано-Варангерского пояса напрямую зависит от условий геологического строения толщ и геодинамической эволюции. Выделяемый нами новый потенциально нефтегазоносный бассейн, с одной стороны, характеризуется формированием захороненных на большие глубины мощных (до 12 км в прибрежной зоне п-ова Рыбачий) осадочных толщ пассивной окраины Восточно-Европейской платформы в рифее, а с другой – развитием в каледонское и герцинское время Норвежско-Мезенской системы рифтов. Далее в статье будут рассмотрены вопросы полистадийного развития Тимано-Варангерского пояса и обоснованы пространственно-временные закономерности взаимодействия геодинамических процессов, влияющих на обстановку формирования месторождений традиционных и нетрадиционных видов УВ-сырья, на примере северо-западной оконечности Кольского полуострова.

В процессе эволюции Восточно-Европейской платформы (ВЕП) ее северная и северо-западная (в современных румбах) оконечности в постархейское время, по видимому, периодически испытывали процессы раскола и коллизионного сочленения с Североамериканской литосферной плитой [1]. На это, в частности, указывает сопоставимость структурно-вещественных комплексов свекофеннид Балтийского щита и кетилид южной Гренландии и Канады, сформированных около 1,9–1,8 млрд лет назад во время закрытия Свекофеннского палеоокеана при формировании суперконтинента Мегаяга (или Мегаяга Штилле). Достоверные геологические данные эпохи раннего и среднего рифея (1650–1350 млн лет назад) в этой части платформы отсутствуют, что может косвенно указывать на процессы раскрытия океана Палеояпетус, разделившего некогда единые канадско-гренландские континентальные образования и родственные им структурно-вещественные комплексы Балтийского щита.

В Перитиманской области и в Кандалакшско-Двинском бассейне в интервале 1350–1050 млн лет назад развивались структуры прогибания фундамента и накопления континентальных терригенных осадков с примесью вулканитов [1]. В это же время на северо-востоке Русской плиты начинают формироваться шельфовые и склоновые осадочные комплексы пассивной окраины континента [2]. Данные события хорошо согласуются с фактическими данными о времени распада суперконтинента Мегаяга около 1,7 млрд лет назад, продолжавшегося вплоть до позднего рифея (около 1000 млн лет назад), когда был сформирован следующий в истории Земли суперконтинент Мезояга (Родиния) [3, 4].

В это время в северо-западной периферической зоне ВЕП формируется Дальсландская складчатая область, являющаяся продолжением Гренвильского пояса в Канаде и Гренландии и маркирующая зону закрытия океана Палеояпетус. В венде (650–570 млн лет назад) процессы ее пенепленизации привели к формированию комплекса континентальных терригенных осадков со следами тиллитов на северо-западе [5] и прибрежно-морских образований на севере в районе п-ова Варангер [6]. В это же время продолжалось накопление осадочного комплекса шельфовых и континентально-склоновых образований на северной и северо-восточной пассивных окраинах Русской плиты. Дальсландский орогенез на западе привел к формированию целого ряда закономерно расположенных в пространстве рифтовых систем в ее северо-восточных районах. При этом тектонические условия их фор-

мирования носили явный отраженный характер, что закономерно привело к практически полному отсутствию магматической составляющей в разрезах рифтов и на плечах структур. Лишь на северной оконечности Кольского п-ова и на п-овах Среднем и Рыбачьем отмечены редкие тела и дайки долеритов, датированные указанным периодом.

Условия относительного тектонического покоя в восточной и северо-восточной частях ВЕП в течение очень продолжительного отрезка времени – примерно 780 млн лет (около 570–1350 млн лет назад) – свидетельствуют о возможном накоплении огромных масс потенциально нефтегазоносных осадочных образований на шельфе, склоне и в подножии континента. В эту эпоху континент последовательно мигрировал из приэкваториальной зоны Земли (около 1,0 млрд лет назад), где он находился в момент формирования Мезогеи, в приполярные области (800–650 млн лет назад), а затем обратно (около 550 млн лет назад) (рис. 1) [7].

В настоящее время рифейские образования пассивной окраины севера и северо-востока Русской плиты обнажены в пределах п-ова Варангер в северной Норвегии, п-овов Среднего и Рыбачьего, о. Кильдин на северной оконечности Кольского п-ова, а также на Канином носу и Тиманском выступе в Архангельской области. В геологической литературе эти образования выделяются как Тимано-Варангерская система байкалитид [8, 9] и представляют собой моноклинальное напластование средне-позднерифейских и вендских метаморфизованных осадочных комплексов, тектонически взброшенных, а местами надвинутых на архейские и раннепротерозойские образования Балтийского щита и Русской плиты [10]. Поверхность моноклинали полого погружается в сторону Южно-Баренцевоморской впадины под углами 2–5°, а затем угол наклона увеличивается до 5–10° [9].

Осадочные комплексы среднего рифея представлены сероцветными полимиктовыми конглобрекциями, конгломератами и гравелитами с прослоями алевролитов и псаммитов. В верхних частях разреза наблюдается переслаивание сероцветных аргиллитов, алевролитов, полимиктовых псаммитов и конгломератов с линзами и конкрециями карбонатных пород. Позднерифейские и вендские образования представлены переслаиванием разноцветных кварцевых, олигомиктовых и аркозовых

псаммитов, алевролитов, пелитов и доломитов. В разрезе встречаются прослои полимиктовых конглобрекций с обломками фосфоритов и карбонатных стяжений. Вторичные преобразования соответствуют стадии метагенеза – начального метаморфизма [11]. Геодинамические условия накопления перечисленных комплексов отвечают единому латеральному ряду шельфовых, континентально-склоновых и подножно-континентальных образований [2].

В позднем венде – раннем кембрии (около 620–540 млн лет назад) произошло сочленение северной и северо-восточной оконечностей Русской плиты с Баренцево-Печорской плитой (БПП), которая впоследствии разделилась на Свальбардскую, Северокарскую и Печорскую плиты [1]. При этом к северо-западу от нее еще существовал океан Япетус, сформированный после распада Мезогеи. Процесс приращения ВЕП в этой части БПП протекал без интенсивной складчатости и магматизма, на что указывают все имеющиеся геолого-геофизические данные. По-видимому, сочленение двух континентов происходило по зоне касательного проскальзывания, подобно смещающимся вдоль трансформного разлома блокам.

Процесс сочленения двух плит привел к надвиганию шельфовых и континентально-склоновых образований среднего и позднего рифея и венда на окраину ВЕП и формированию в районе п-овов Среднего и Рыбачьего крупных правосторонних сдвиговых и взбросо-надвиговых структур. А.П. Симонов с соавторами [9] отмечает, что процессы формирования Тимано-Варангерской шовной зоны сопряжены с резким уменьшением мощности разреза в северо-западном (Кольско-Канинском) сегменте, тогда как в юго-восточном (Тиманском) наблюдается многократное его увеличение. К этому следует добавить, что в разрезе отсутствуют образования раннего рифея, и лишь в самой юго-восточной части Тимано-Варангерской шовной зоны присутствуют осадки данного возраста [1].

Описанные факты мы связываем с правосторонне-сдвиговым сочленением двух литосферных плит, при котором разделяющий их океанический бассейн был закрыт без субдукционного поглощения на большей части ВЕП. При этом наиболее молодые фрагменты разреза шельфовых и континентально-склоновых образований ВЕП были взброшены на край плиты, а частью срезаны, перемещены и

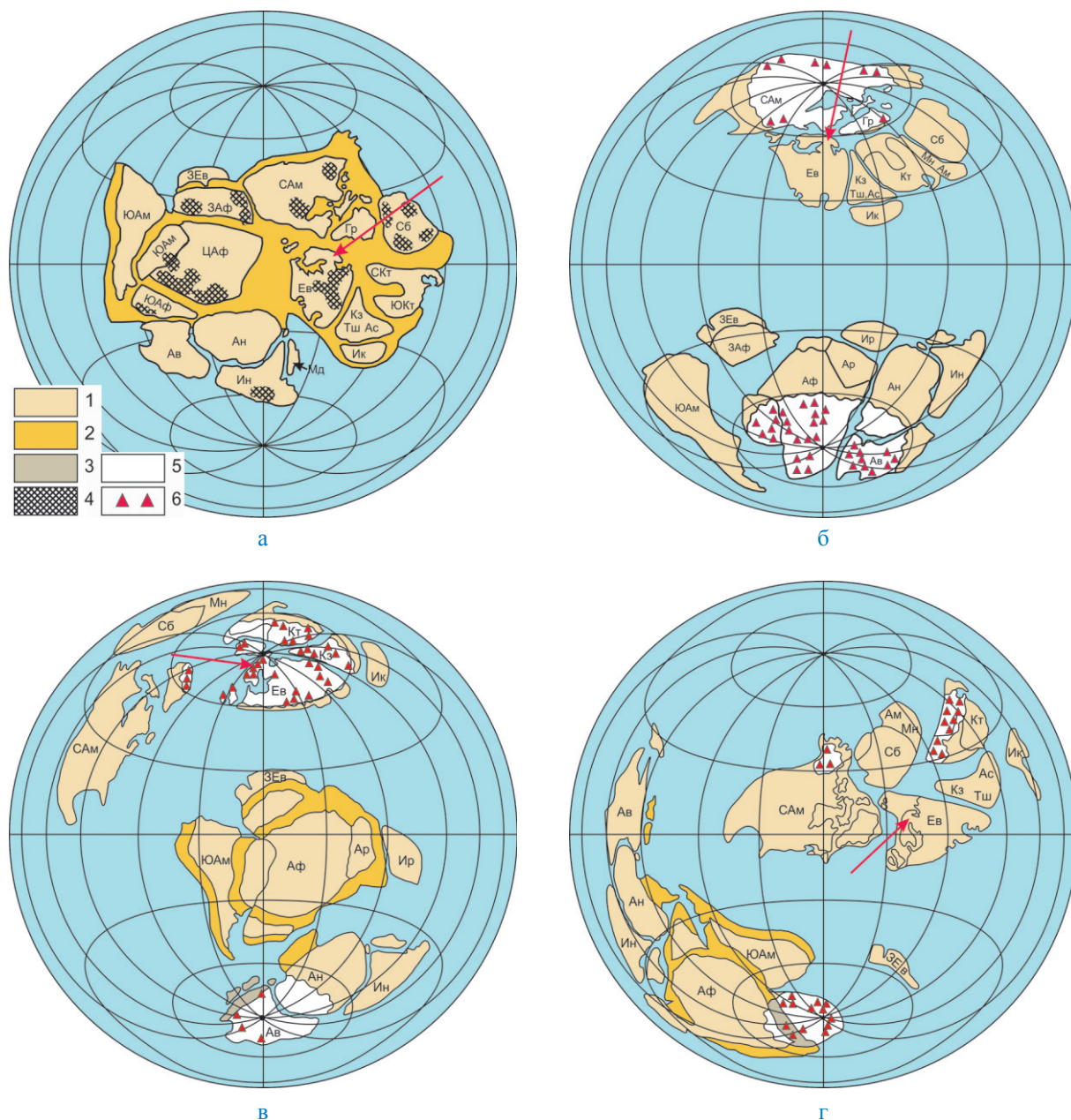


Рис. 1. Палеогеодинамическая реконструкция суперконтинента Мезогей (Родиния) и его распад на Гондвану и Лавразию в проекции Ламберта [4]:

а – суперконтинент Мезогей (около 1 млрд лет назад); б – распад Мезогей на Гондвану и Лавразию (около 800–750 млн лет назад); в – распад Гондваны и Лавразии (около 650 млн лет назад);

г – продолжение распада Гондваны и Лавразии (около 550 млн лет назад);

1 – континентальная литосфера; 2 – складчатые пояса; 3 – складчатые пояса в областях распространения покровного оледенения; 4 – красноцветы; 5 – области покровного оледенения; 6 – тиллиты и тиллоиды; красными стрелками отмечено положение Балтийского щита Русской плиты

сгружены в юго-восточном направлении. Более древние раннерифейские комплексы, слагающие нижние уровни склона и подножья континента, скорее всего, были захоронены в нижней части сформированной шовной зоны. Эти процессы привели к увеличению степени складча-

тости и метаморфизма вплоть до зеленосланцевой фации в пределах Канинской и Тиманской частей разреза, а также к проявлению контрастного магматизма от гранитоидного и гранодиоритового до габбро-диабазового. Еще южнее (в Предуралье) эта зона переходит в кон-

вергентную структуру, о чем свидетельствует вскрытый бурением комплекс магматических пород островодужного типа [1].

Вслед за А.Н. Дмитриевским и М.Д. Белониным [12] описываемая территория была нами разделена на ряд закономерно расположенных в пространстве нефтегазоносных бассейнов и провинций [13, 14] (рис. 2). При этом пространственно-временные закономерности размещения типов УВ, а также геолого-геодинамический анализ корообразующих и преобразующих процессов показали, что бассейны Северного, Норвежского и Западно-Баренцево-Северо-Карской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинций и, скорее всего, могут быть разделены на 2 крупных генетических типа [15]. К первому типу можно отнести те, которые в процессе эволюции нефтегазоносных бассейнов (НГБ) претерпели один – каледонский – этап (Норвежско-Баренцевский НГБ) или два – каледонский и герцинский – этапы (Западно-

Норвежский НГБ) тектоно-магматической активизации, а ко второму – претерпевшие только один – герцинский – этап активизации (Баренцево-Северо-Карскую, Тимано-Печорскую и Западно-Сибирскую нефтегазоносные провинции (НГП)). Кроме этого, в пределах южной части Баренцево-Северо-Карской и Тимано-Печорской провинций на границе с архейскими комплексами Балтийского щита выделяется самостоятельная зона потенциального нефтегазонакопления рифейского возраста, что подчеркивает ее уникальность и возможность существенного приращения совокупного УВ-потенциала. Эта область примечательна тем, что процессы генерации углеводородного сырья в ней протекали на протяжении наиболее продолжительного времени (около 800 млн лет), а общий потенциал был сформирован в результате проявления трех тектоно-термальных эпох: байкальской, каледонской и герцинской.

Северные границы выделяемых нефтегазовых бассейнов и провинций, сопряженных

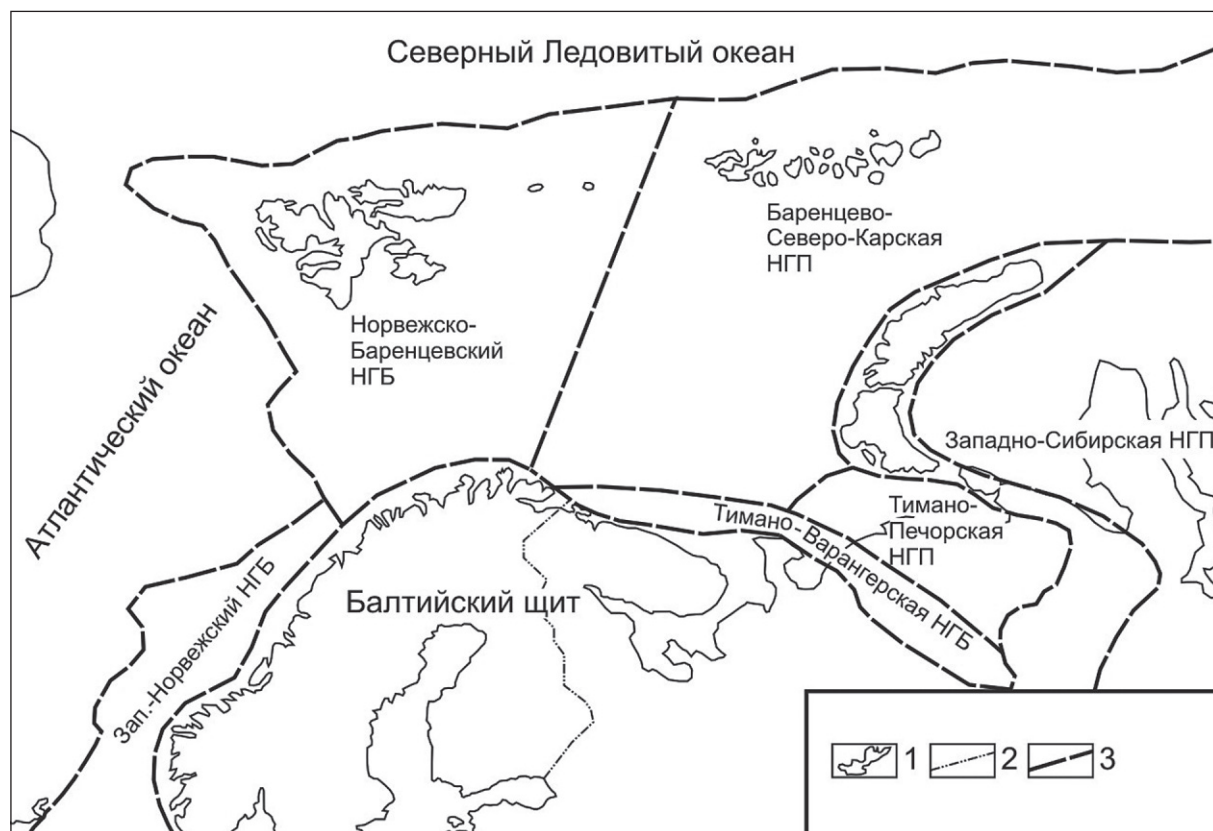


Рис. 2. Нефтегазоносные бассейны и провинции запада российской Арктики по А.Н. Дмитриевскому и М.Д. Белонину [12] с изменениями и дополнениями:

1 – контур береговой линии; 2 – государственная граница и граница ответственности арктического сектора России; 3 – срединная линия между территориями России и Норвегии и границы нефтегазоносных бассейнов, областей и провинций

с зоной сочленения континентального склона с океанической литосферой Атлантического и Северного Ледовитого океанов, можно провести по богатому газогидратами материковому подножью, что, возможно, существенно изменит в будущем количественную оценку их совокупного нефтегазового потенциала. Следует также отметить, что наименее изученным ввиду сложных климатических условий является Северо-Карский бассейн, который, по-видимому, нужно считать естественным продолжением Свальбардской плиты, отделенной от Южно-Карского фрагмента Западно-Сибирской НГП трансформным разломом.

Изучение вопросов биоразнообразия и изменения массы океанической биоты показывает, что на рубеже среднего и позднего протерозоя произошла глубокая перестройка трофической структуры биоты, связанная с бурным распространением эукариотных организмов и фитопланктона. Приблизительно в это же время началось и бактериальное заселение суши, о чем свидетельствуют красноцветные коры выветривания земных пород этого же возраста [16].

По данным О.Г. Сорохтина [17], масса океанического фитопланктона увеличивалась со временем приблизительно пропорционально росту массы воды в океане. Следовательно, около 1 млрд лет назад биомасса океанических организмов уже была достаточно значительной и составляла около 91 % своего современного объема. С течением времени совершенствовалась и земная жизнь. Так, уже в венде появились первые формы макроорганизмов, оставивших отпечатки во многих отложениях этого возраста. В кембрии появились скелетные формы животных и возникли практически все современные типы растительного и животного царств.

В целом же позднпротерозойская эпоха характеризовалась царствованием микроорганизмов в морях, и формирование залежей углеводородов биогенного типа в толщах осадков может быть связано только с ними. Так, в осадочных толщах терригенного состава обычно содержится 0,5–1,0 % органических веществ. А из этого количества только 30 % могут перейти в углеводороды. Исходя из условий нефтегазогенерации в накапливающихся осадочных толщах на пассивных окраинах континентов предполагают, что «созревание» нефти и газа в них происходит уже через

20–30 млн лет после образования самой континентальной окраины. В дальнейшем область генерации углеводородов существенно расширяется. Это говорит о том, что за приблизительно 800 млн лет существования Тимано-Варангерской пассивной окраины древнего континента, коей была Русская плита, в ее толще было захоронено гигантское количество органического вещества.

Исследования структурно-вещественных комплексов северо-западной части Тимано-Варангерского пояса показали, что полбого залегающие и слабометаморфизованные осадочные толщи рифея могут обладать очень большим нефтегазоносным потенциалом как традиционного, так и нетрадиционного типов. Изучение физических свойств горных пород разреза выявило наличие благоприятных условий для формирования залежей УВ сырья и в первую очередь для скоплений сланцевого газа [18].

На п-овах Средний и Рыбачий были выявлены аномально высокие концентрации углеводородных газов в рифейских отложениях. Значения коэффициента $CH_4/\Sigma TУ$, где $\Sigma TУ$ – сумма тяжелых углеводородов, в пробах (2,4–40,0) не отличаются от показателей, характерных для обычных газоконденсатных и газонефтяных месторождений в отложениях фанерозоя. Повышенное содержание УВ-газов также установлено в прибрежной зоне к северу от Кольского п-ова в соответствующей полосе развития рифейских и палеозойских отложений.

Проведенные исследования аэрогазовой съемки позволили обосновать приуроченность эманаций метана и пропана к крупным тектоническим зонам, а пробуренные поисковые скважины выявили зоны с постоянными притоками газа. Полученные данные об изотопном составе углерода позволили заключить, что в захороненных на больших глубинах осадочных толщах пассивной окраины континента в рифее под действием литостатического давления могли формироваться крупные залежи нефти и газа [13]. Кроме этого, Тимано-Варангерский нефтегазоносный бассейн может быть богат залежами сланцевого газа и, возможно, сланцевой нефти. Нахождение в крупных зонах трещиноватости устойчивых притоков газа, по-видимому, указывает на вскрытие ими микропористой структуры осадочного чехла рифейских отложений.

Потенциальная нефтегазоносность рассматриваемого региона требует проведения на его территории специализированных поисковых работ. В процессе геолого-геофизических исследований возможно не только подсече-

ние зон с промышленными притоками газа, но и охарактеризование исследуемой территории на предмет концентрации в толще рифейских осадков скоплений углеводородного сырья, в том числе и сланцевого газа.

Список литературы

- Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000) / В.Е. Хаин. – М.: Научный мир, 2001. – 606 с.
- Негруца В.З. Баренцевоморский фосфоритовый бассейн / В.З. Негруца, А.А. Басалаев, И.В. Чикирев. – Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 1993. – 119 с.
- Сорохтин О.Г. Теория развития Земли (происхождение, эволюция и трагическое будущее) / О.Г. Сорохтин, Дж.В. Чилингар, Н.О. Сорохтин. – М.; Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований УдГУ, 2010. – 751 с.
- Sorokhtin O.G. Evolution of Earth and its climate / O.G. Sorokhtin, G.V. Chilingarian, N.O. Sorokhtin // *Developments in Earth and Environmental Sciences*. – Elsevier Science, 2011. – V.10. – 763 p.
- Чумаков Н.М. Докембрийские тиллиты и тиллоиды (проблемы докембрийских оледенений) / Н.М. Чумаков // *Труды ГИН АН СССР*. Вып. 308 / Отв. ред. М.А. Ахметьев и А.Б. Герман. – М.: Наука, 1978. – 202 с.
- Raaben M.E. Correlation of stromatolitic formations of northern Norway (Finnmark) and northwestern Russia (Kildin Island and Kanin Peninsula) / M.E. Raaben, V.V. Lubtsov, A.A. Predovsky // *Nor. Geol. Unders. Special Publ.* – Trondheim, Norway, 1995. – P. 233–246.
- Сорохтин О.Г. Глобальная эволюция Земли и происхождение алмазов / О.Г. Сорохтин, Ф.П. Митрофанов, Н.О. Сорохтин. – М.: Наука, 2004. – 260 с.
- Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья (Северной Евразии) / Е.Е. Милановский. – М.: Изд-во МГУ, 1996. – 448 с.
- Симонов А.П. Рифейская нефть полуострова Рыбачий: миф или ключ к принципиально новому направлению нефтегазописковых работ на шельфе Баренцева моря? / А.П. Симонов, Д.М. Губерман, Ю.Н. Яковлев и др. // *Вестник МГТУ*. – 1998. – Т. 1. – № 2. – С. 121–140.
- Сейсмогеологическая модель литосферы Северной Европы: Лапландско-Печенегский район / Отв. ред. Н.В. Шаров. – Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 1997. – 225 с.
- Чикирев И.В. Верхнедокембрийские фосфоритсодержащие отложения Кольского полуострова: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук / И.В. Чикирев. – М.: МГУ, 1995. – 18 с.
- Дмитриевский А.Н. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов Российского шельфа / А.Н. Дмитриевский, М.Д. Белонин // *Природа*. – 2004. – № 9. – С. 6–15.
- Сорохтин Н.О. Эволюция северо-западной части Тимано-Варангерского нефтегазоносного бассейна / Н.О. Сорохтин, Н.Е. Козлов, И.В. Чикирев и др. // *Вестник КНЦ РАН*. – 2011. – № 3. – С. 3–20.
- Sorokhtin N.O. Oil and gas content of the Eurasian western arctic shelf and prediction criteria of searching hydrocarbonic raw materials in a coastal zone of the Kola region / N.O. Sorokhtin, G.V. Chilingarian, N.E. Kozlov, V.N. Glaznev // *Izvestia RANS (Russian academia of natural sciences)*. – 2012. – V. 21: spec. is. – P. 119–135.
- Сорохтин Н.О. Потенциальная нефтегазоносность западной части Арктического шельфа России и прогнозные критерии поиска УВ сырья в прибрежной зоне Кольского полуострова // Н.О. Сорохтин, Н.Е. Козлов, В.Н. Глазнев, И.В. Чикирев. – *Вестник МГТУ: труды Мурманского государственного университета*. – 2010. – Т. 13. – № 14/1. – С. 736–750.
- Анатольева А.И. Главные рубежи эволюции красноцветных формаций / А.И. Анатольева. – Новосибирск: Наука, 1978. – 190 с.
- Сорохтин О.Г. Жизнь Земли / О.Г. Сорохтин. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»: Институт компьютерных исследований УдГУ, 2007. – 452 с.
- Сорохтин Н.О. Нефтегазоносность неопротерозойских осадочных комплексов Тимано-Варангерского пояса / Н.О. Сорохтин, Л.И. Лобковский, Н.Е. Козлов и др. // *Вестник МГТУ*. – 2014. – Т. 17. – № 2. – С. 349–363.

УДК 551.24: 551.77(262.5)

М.И. Леончик, Б.В. Сенин, А.В. Хортов

Перспективы газоносности кайнозоя Черного моря

Ключевые слова: сейсмостратиграфия, палеогеография, геология и нефтегазоносность континентальных окраин.

Keywords: seismic stratigraphy, paleogeography, geology and petroleum potential of the continental margins.

Большая часть акватории Черного моря (рис. 1) принадлежит к Черноморской нефтегазоносной провинции (НГП), к которой отнесены элементы структуры в области Черноморской впадины, отделенные от соседних провинций выраженными структурными барьерами в виде орогенных поднятий, погребенных валов, кражей, складчатых зон и получающие флюидное «питание» из локальных генерирующих бассейнов в пределах Черноморской впадины. Очертания Черноморской НГП в структурном отношении контролируются глубоководной впадиной Черного моря и сопряженными с ней зонами погружения прилегающих шельфовых и континентальных областей [1–3]. В составе Черноморской НГП выделяются 9 нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных областей (рис. 1, см. В): В₁ – Восточно-Мизийская нефтегазоносная область (НГО) – Истрия [а – Восточно-Румынский (Нижнедунайский) нефтегазоносный район (НГР) (морские месторождения: 1 – Синоя, 2 – Лебада Зап., 3 – Лебада Вост., 4 – Лотус, 5 – Портита, 6 – Томис, 7 – Лучаферул, 8 – Мидия, 9 – Дойна, 10 – Овидия, 11 – Кобальческу, 12 – Рапсодия, 13 – Ана, 14 – Пескарус, 15 – Домино), б – Наневско-Крапецкий (Констанца) перспективно-нефтегазоносный район (ПНГР), в – Варненско-Нижнекамчийский газонефтеносный район (ГНР) (морские месторождения: 1 – Галата, 2 – Каварна, 3 – Вост. Каварна, 4 – Калиакра), г – Первомайский ПНГР]; В₂ – потенциально-нефтегазоносная область (ПНГО) Игнеада (Бургасско-Прибалканская); В₃ – НГО Западно-Понтийской континентальной окраины (Стамбул-Зонгулдакский бассейн) [а – газоносный район (ГР) Южная Акчакоджа (Акчакоджа-Эрегли) (морские месторождения: 1 – Акчакоджа, 2 – Гулюк, 3 – Аккая, 4 – Аязли, 5 – Догу Аязли, 6 – Баянли), б – Йылдыз-Джиде]; В₄ – Синопская ПНГО [а – Южный (Инеболу-Самсун) ПНГР, б – Северный (Северо-Синопский) ПНГР, в – хребет Архангельского]; В₅ – Западно-Черноморская глубоководная ПНГО [а – Центральный (Одесско-Синопский) ПНГР, б – Западно-Эвксинский ПНГР, в – Крымско-Синопский ПНГР]; В₆ – нефтегазоносная область (НГО) Восточно-Понтийской континентальной окраины [а – Гурийский НГР, б – Орду-Трабзонский ПНГР]; В₇ – НГО Крымско-Кавказской континентальной окраины [а – НГР Туапсинского прогиба, б – ПНГР вала Шатского, в – НГР Грузинской глыбы (Колхидский), г – Южно-Крымский (Сорокинский ПНГР)]; В₈ – Новороссийско-Лазаревская газонефтеносная область (ГНО); В₉ – Восточно-Черноморская ПНГО [а – ПНГР вала Андрусова, б – ПНГР глубоководной впадины, в – ПНГР Трабзонской ступени (Абхазско-Понтийской седловины)]. В данных НГО открыто более 30 месторождений нефти и газа, причем большая их часть (около 20) находится в румынском секторе акватории (Восточно-Мизийский НГР). Основная часть месторождений приурочена к терригенным (песчаным) коллекторам нижнего кайнозоя.

В западной части Черноморская НГП граничит с Предкарпатско-Балканской НГП (см. А на рис. 1: А₁ – Восточно-Карпатская НГО; А₂ – Предкарпатская НГО; А₃ – Придунайско-Валахская НГО) и Молдавско-Преддобруджинской НГО (см. Б1 на рис. 1: а – Придобруджинский НГР, б – Бессарабско-Килийский НГР) в составе Балтийско-Преддобруджинской НГП (см. Б на рис. 1). На севере и востоке данная провинция соприкасается с нефтегазоносными областями и районами Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП – см. Г на рис. 1: Г₁ – Причерноморско-Крымская НГО [а – Тендровский потенциально-газоносный район (ПГР), б – Каркинитско-Сивашский

ГНР (морские месторождения: 1 – Голицина, 2 – Южно-Голицинское, 3 – Шмидта, 4 – Безымянное, 5 – Одесское, 6 – Архангельского, 7 – Крымское, 8 – Штормовое), в – НГР Краевой ступени (морские месторождения: 1 – Олимпийское/Муридава)]; Г₂ – Индоло-Кубанская НГО [а – НГР Южного борта, б – Западно-Кубанский (центральной части и Северного борта) НГР (транзитные и морские месторождения: 1 – Новое, 2 – Северо-Керченское, 3 – Северо-Булганакское, 4 – Восточно-Казантипское, 5 – Северо-Казантипское), в – Таманский НГР (морские месторождения: 1 – Субботина), г – Керченский НГР, д – Индоло-Салгирский НГР]; Г₃ – Западно-Предкавказская ГНО [а – Майкопский ГР, б – Восточно-Кубанский ГНР, в – Каневско-Березанский ГНР (транзитные и морские месторождения: 1 – Бейсугское, 2 – Западно-Бейсугское, 3 – Стрелковое), г – Западно-Ставропольский ГР, д – Азовский (Ростовский) ГР, е – Северо-Азовский ПГР, ж – ГНР Тимашевской ступени (морские месторождения: 1 – Октябрьское)]; Г₄ – Центрально-Предкавказская ГНО [а – Северо-Ставропольский ГНР, б – Южно-Ставропольский НГР]; Г₅ – НГО кряжа Карпинского. Южная граница Черноморской НГП контролируется орогенно-блоковыми (складчатыми) зонами западных и восточных Понтид и Аджаро-Триалетами.

Наряду с открытиями в западных и южных НГО Черноморской провинции известно не менее чем о 25 разбуренных площадях, разведка которых не показала положительного или коммерчески значимого результата. Фонд неразведанных структур составляет не менее 250 объектов, образующих потенциал для обеспечения прироста ресурсной базы углеводородов на акваториях причерноморских государств.

Основной тип флюида на месторождениях западной части Черноморской провинции представлен газом. Нефтяные скопления в ее пределах зафиксированы только на двух структурных трендах. Один из них связан с грабеном Истрия в составе Восточно-Мизийской НГП, который расположен на морском продолжении грабена Бабадаг, разделяющего структуры Добруджи на северные и центрально-южные. Преимущественно газовый тип продуктивности характерен также для юго-западной и почти всей южной окраин Черноморской впадины, а также для северо-восточной части бассейна, включающей прибрежно-морскую Новоросийско-Лазаревскую ГНО. Преимущественная

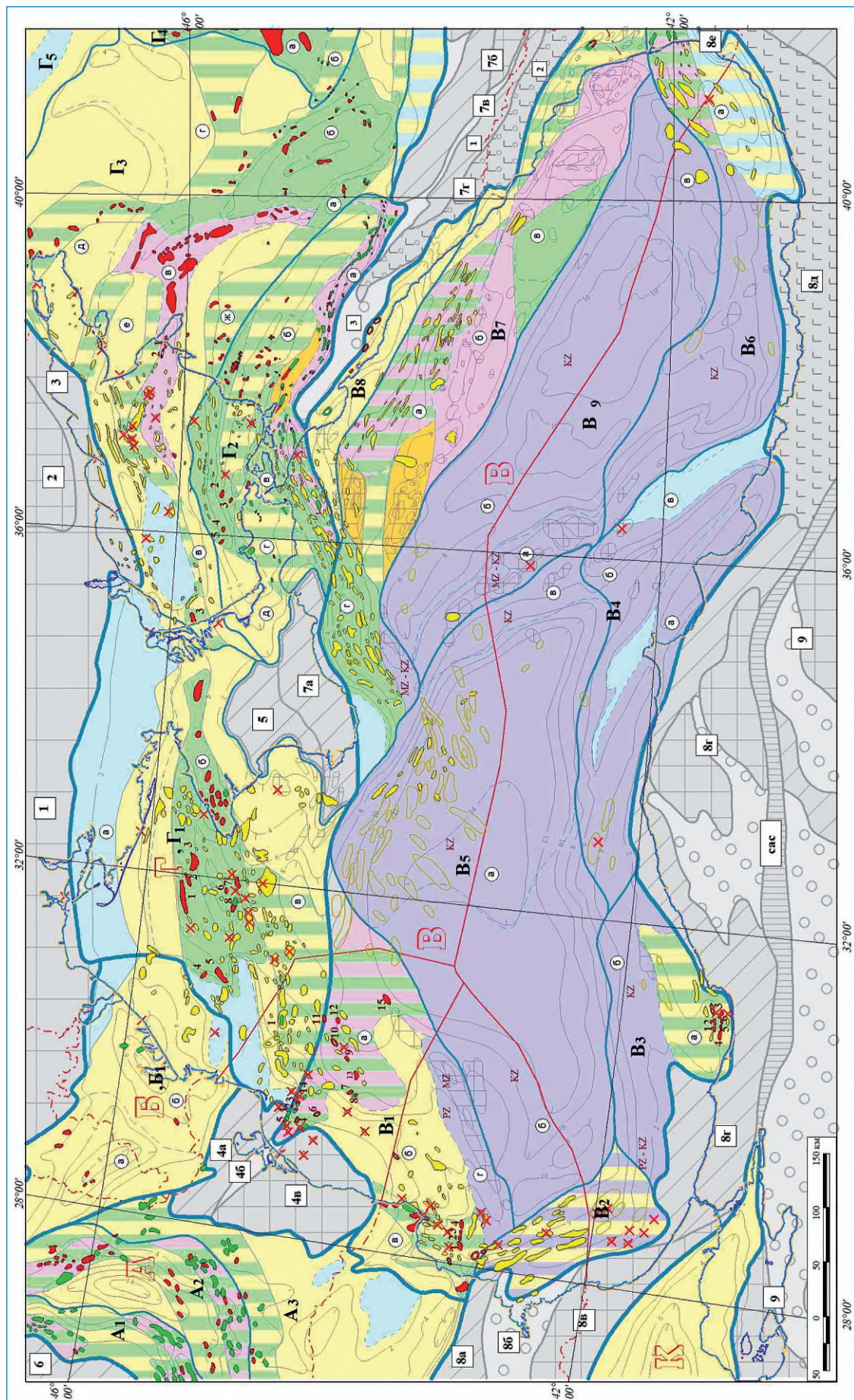
нефтеносность может быть связана с морской частью Гурийского прогиба в составе НГО Восточно-Понтийской континентальной окраины.

В последнее время в морских бассейнах мира, в том числе в Черном море, значительное количество (более 50 %) новых месторождений углеводородов открывают в песчаных коллекторах дельтовых и турбидитных комплексов кайнозойского возраста, представляющих устьевые выносы в зону шельфа и континентального склона крупнейших и геологически достаточно долго (как минимум с неогена) функционирующих рек, текущих с континента. В частности, с палеodelьтовым комплексом Дуная, расположенным уже на континентальном склоне, связано крупнейшее в Черном море открытие газового месторождения «Домино-1» в румынской зоне недропользования. Предварительная оценка его запасов составляет 42–84 млрд м³ газа.

Палеodelьта Дуная выделяется исключительными размерами (рис. 2). Многочисленные конусы выноса слились в огромный, сложно построенный комплекс, отчетливо отражающийся в рельефе дна и на временных разрезах. Мощность четвертичных отложений здесь значительна и достигает 3–3,5 км при соответствующей средней мощности в глубоководной впадине около 1,3 км. Дельтовое тело округлой формы площадью более 50 тыс. км² отвечает наиболее мощной части дунайской антропогенной дельты.

В 2011 г. в рамках международного проекта «Изучение геологического строения докайнозойских отложений и глубинной структуры бассейна Черного моря» [4] отработана серия региональных сейсмических профилей с применением современных технологий морских работ и обработки геофизической информации. Полученные сейсмические материалы позволили не только оценить региональную структуру поверхности фундамента и нижележащих сейсмокомплексов, но и выявить некоторые особенности геологического строения осадочных комплексов.

На временных разрезах сеймопрофилей, пройденных в этом районе методом общей глубинной точки (МОГТ), в изобилии представлены разные по величине линзообразные формы, соответствующие различным сечениям конусов выноса Дуная, которые, перекрывая друг друга, обнаруживаются на всех горизонтах четвертичной толщи и представляют комплекс потенциальных ловушек (рис. 3).



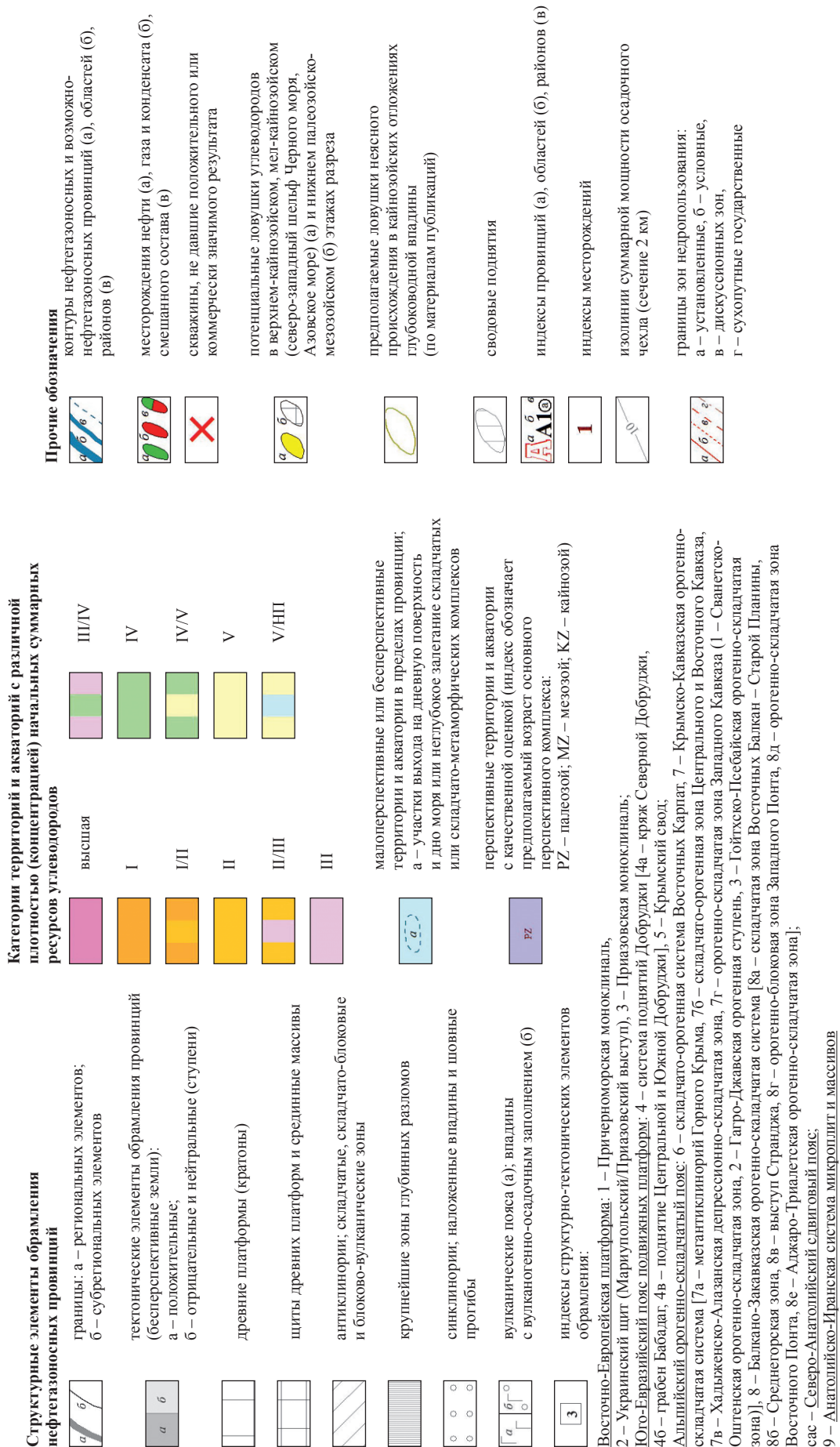


Рис. 1. Карта нефтегазологического районирования Азово-Черноморского региона (Б.В. Сенин, М.И. Леончик, 2012):

расшифровку буквенно-цифровых обозначений нефтегазовых провинций, областей, районов и морских месторождений см. в тексте статьи

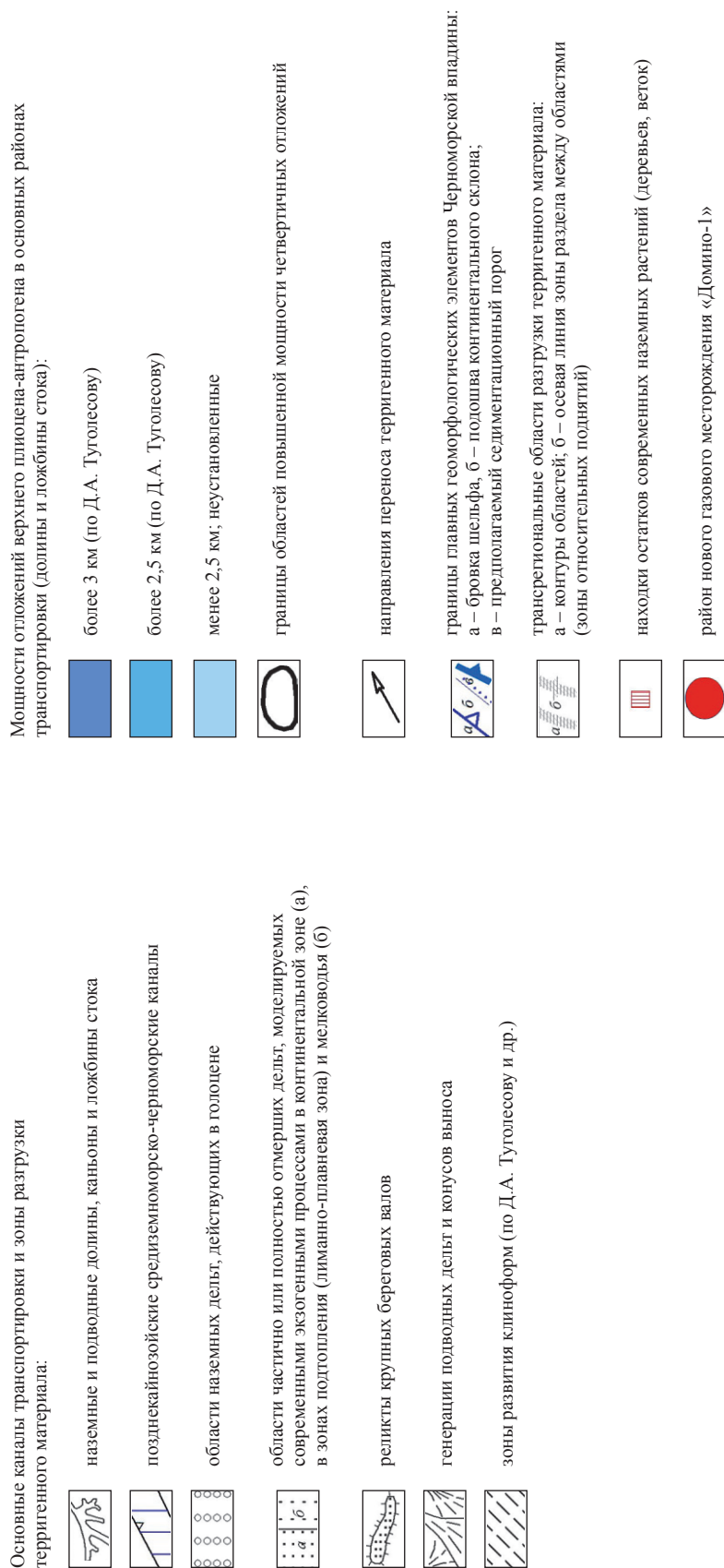


Рис. 2. Схема основных каналов транспортировки и зон разгрузки терригенного материала Азово-Черноморского бассейна в позднем плиоцене-плейстоцене (Б.В. Сенин, 2013)

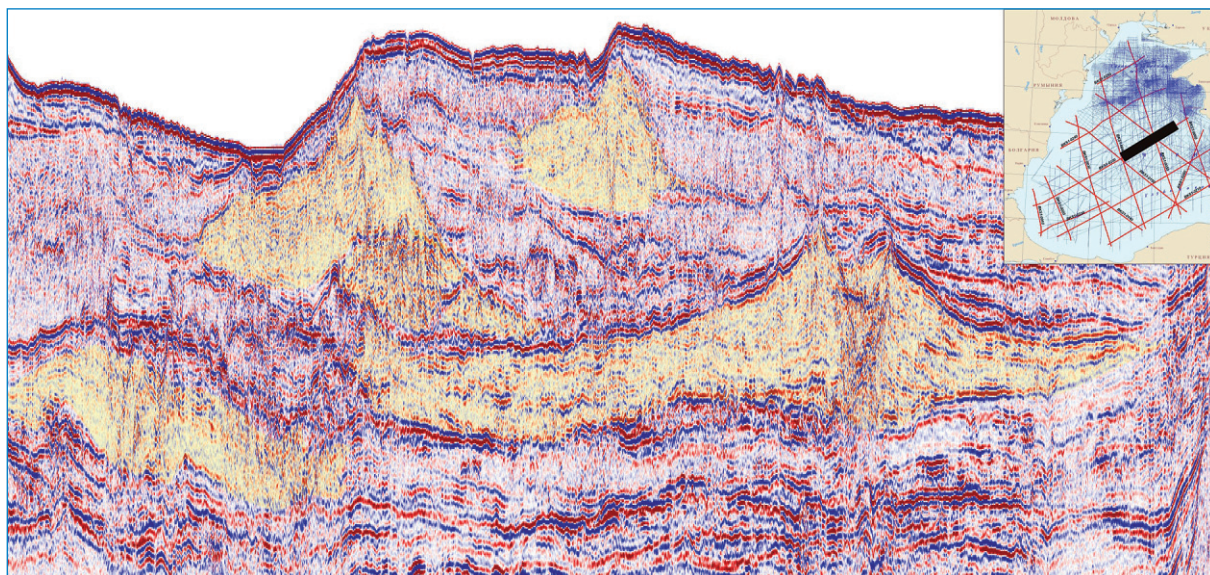


Рис. 3. Система намывных валов дистальной части дельты Дуная

Аналогичные палеodelьте Дуная седиментационные образования, но меньших размеров, развиты в отложениях кайнозоя (преимущественно четвертичных) по всей периферии Черноморской впадины (см. рис. 2). Одним из наиболее крупных (мощность отложений более 2 км) является образование, приуроченное к Керченско-Таманскому континентальному склону, которое вероятно также может представлять поисковый интерес [4].

Результаты последних геолого-геофизических исследований Черного моря показали широкое развитие на морском дне Западно-Черноморского бассейна и континентальном склоне вблизи берегов Турции, Болгарии, Украины и России *грязевых вулканов*, а также наличие в толще кайнозойского осадочного чехла газовых аномалий, которые на временных сейсмических разрезах представлены аномалиями волнового поля типа «флюидных потоков» и сипов. Для проявлений грязевого вулканизма в Черном море существуют все необходимые факторы: высокие скорости осадконакопления или тектонического погребения осадков; литологический состав осадочно-породных бассейнов, обеспечивающий высокую флюидную продуктивность; наличие системы открытых разломов [5], а также активизация тектонической (орогенной) деятельности в послемайкопское время в районах прогибов Сорокина и Туапсинского, которая спровоцировала движение глинистых толщ майкопа и их внедрение в вышележащие толщи (вплоть до современных осадков) с образованием ядер протыкания.

Проявления грязевого вулканизма достаточно хорошо изучены геологическими и сейсмическими исследованиями в прогибе Сорокина (рис. 4). Данные показывают связь грязевого вулканизма, проявления которого установлены на дне моря, с более глубокими геологическими образованиями, представленными диапирами майкопской толщи. Диапиры являются камерами, в которых образуется сопочная (грязевулканическая) брекчия. Последняя по мере насыщения флюидами и газами «выжимается» по каналам (ослабленным зонам) через плиоцен-четвертичные отложения на поверхность дна и в придонный слой осадков.

Газовые аномалии уверенно выделяются на сейсмических временных разрезах, полученных в различных районах Черного моря. Наиболее яркие и крупные аномалии приурочены к палеоподнятиям, таким как вал Шатского, вал Андрусова, Прикрымский выступ, частично гряда Архангельского, и к зонам перехода от поднятий к Восточно-Черноморскому и Западно-Черноморскому бассейнам, прогибу Сорокина (рис. 5). Большая часть «флюидных потоков» приурочена к системе основных структурно-образующих глубинных разломов. Образование газовых аномалий может объясняться наличием глубинных (коровых) источников, а также источниками в осадочном чехле, связанными с преобразованием захороненного органического вещества.

В ряде случаев можно наблюдать, что потоки экранируются непроницаемыми горизонтами в кайнозойском разрезе; такие участки

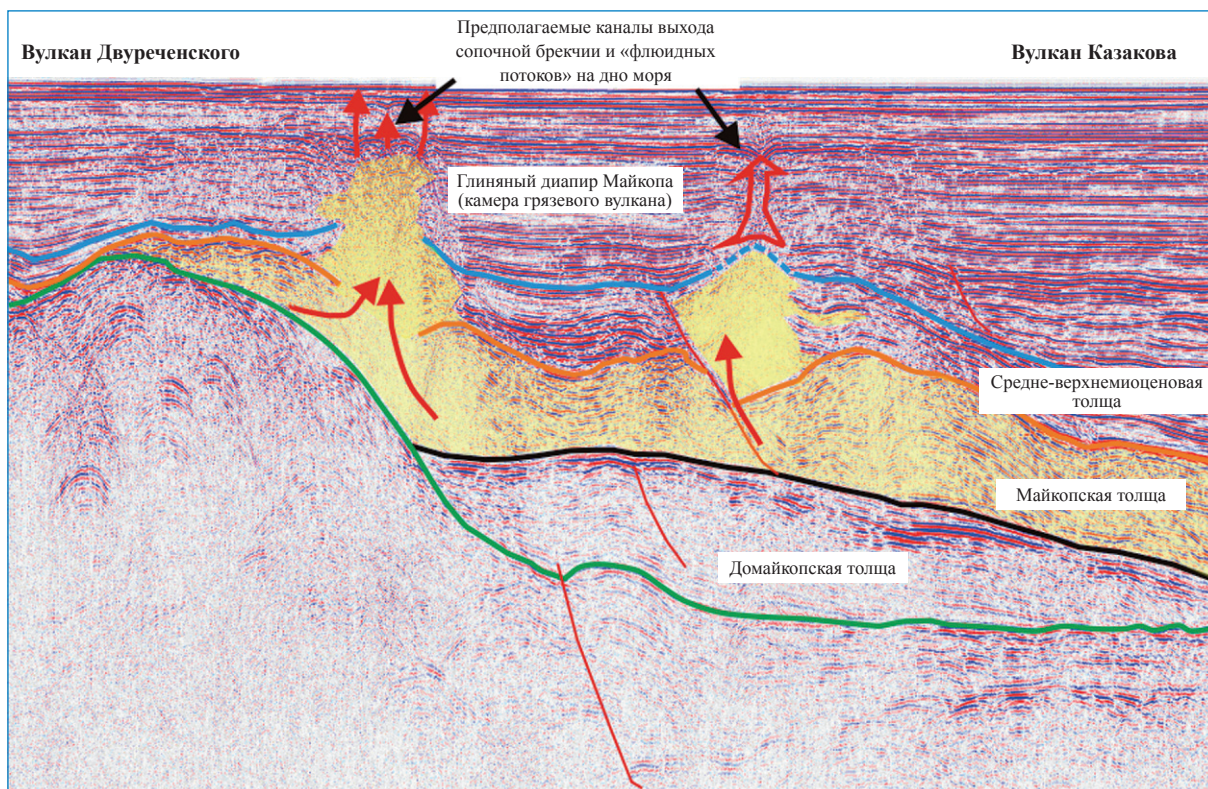


Рис. 4. Глубинное строение грязевых вулканов Двуреченского и Казакова в прогибе Сорокина (конусы вулканов расположены северо-западнее сейсмического профиля и не видны на разрезе)

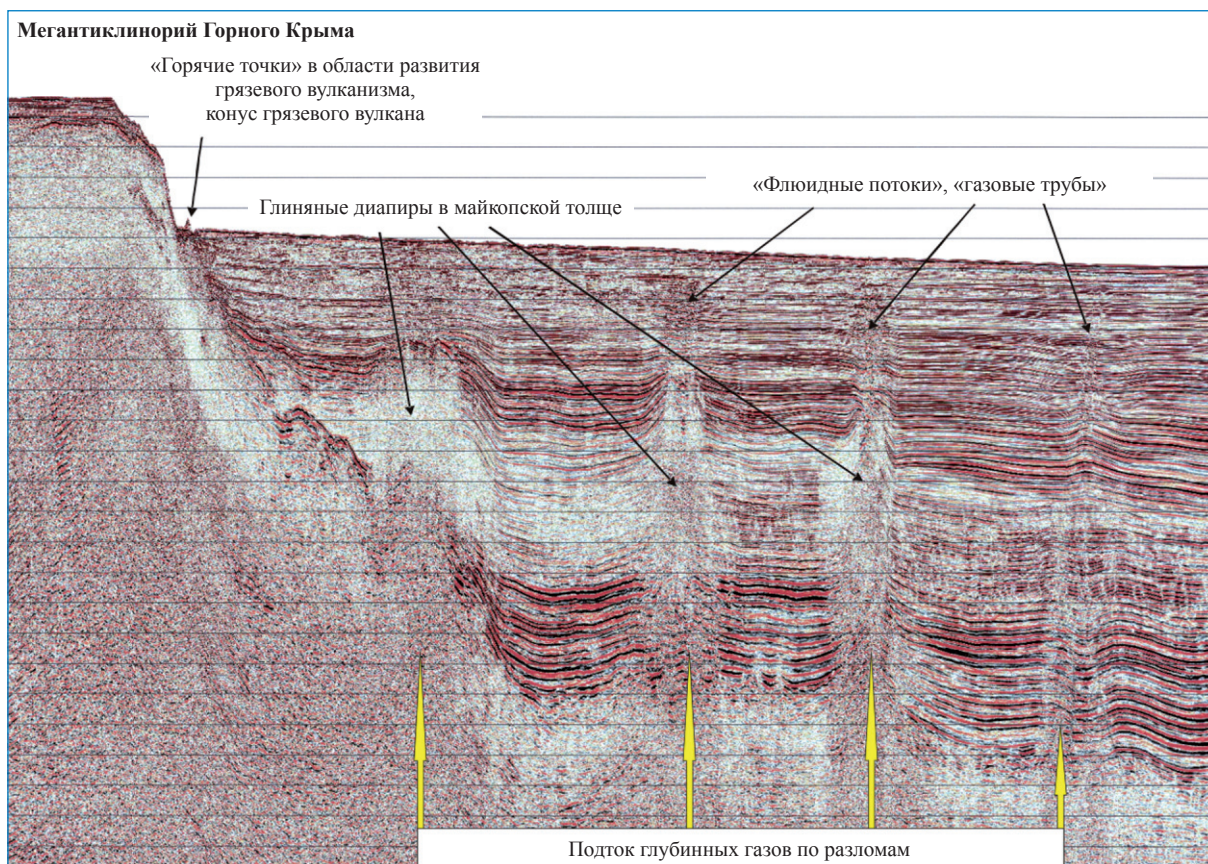


Рис. 5. Фрагмент временного разреза, показывающий проявления разгрузки углеводородных потоков в осадочных комплексах Западно-Черноморского бассейна

маркируются скоростными инверсиями, свидетельствующими о наличии газовых скоплений ниже литологических экранов.

Изучение проявлений отмеченных процессов представляет интерес как с точки зрения современной геодинамики, так и с точки зрения оценки нефтегазоносности (в частности для выявления и оценки зон разгрузки углеводородных потоков и прогноза фазового состава углеводородов) осадочных бассейнов, особенно слабо изученных глубоким бурением. Фиксация на сейсмических разрезах большого числа проявлений газовых «выбросов» указывает на значительную газонасыщенность плиоцен-четвертичной части осадочного разреза Черного моря и на возможность формирования при благоприятных термобарических условиях, которые обусловлены значительной глубиной моря (1500–2000 м), скоплений газа как в форме залежей, так и в форме газогидратов в придонных отложениях Черного моря.

Таким образом, анализ последних результатов геолого-геофизических исследований в акватории Черного моря указывает на то, что осадочные комплексы кайнозоя характеризуются сильной газонасыщенностью. Этот процесс, судя по особенностям волновой картины

и геологической истории развития Черноморского региона, регулируется двумя факторами:

1) поступлением в осадочный разрез глубинного (мантийного) газа по системе глубинных разломов, затрагивающих поверхность фундамента;

2) генерацией органического газа майкопскими или вышележащими отложениями в процессе их литификации.

Отсюда следует предварительный вывод (требующий, разумеется, подтверждения дополнительным циклом геофизических и специальных геохимических исследований) о том, что кайнозойский разрез Черноморской впадины может содержать значительные запасы газа, распределенные в раннекайнозойских отложениях по ее периферии и в позднекайнозойских отложениях (от плиоцена до плейстоцена) в ее внутренней области. Залежи могут находиться как в структурах, так и в литологических (турбидитовых) ловушках, причем наиболее крупные скопления могут быть связаны с плиоцен-четвертичными дельтовыми комплексами.

К этому необходимо добавить, что аномалии содержания углекислого газа и метана в разрезе донных осадков и в водной толще могут объясняться отчасти дегазацией глубоких недр, в том числе в результате фумарольной деятельности погребенных вулканов.

Список литературы

1. Сенин Б.В. Нефтегазоперспективные объекты северо-востока Черного моря / Б.В. Сенин, А.В. Хортов // *Oil&Gas Journal Russia*. – 2009. – Вып. I–II. – С. 48–53.
2. Туголесов Д.А. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины / Д.А. Туголесов, А.С. Горшков, Л.Б. Мейснер и др. – М.: Недра, 1985. – С. 215.
3. Хортов А.В. Глубинное строение и некоторые вопросы нефтегазоносности южных морей России / А.В. Хортов, Ю.П. Непрочнов // *Океанология*. – 2006. – Т. 46. – № 1. – С. 114–122.
4. Сенин Б.В. Новые данные о глубинной структуре Черноморской впадины / Б.В. Сенин, М.И. Леончик, А.В. Хортов и др. // *Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения: сб. трудов науч. конф.* – Геленджик: ГНЦ «Южморгеология», 2013. – С. 125–128.
5. Иванов М.К. Фокусированные углеводородные потоки на глубоководных окраинах континентов: дис. ... д-ра геол.-мин. наук / М.К. Иванов. – М.: МГУ, 1999.

УДК 553.98(262.5)

А.В. Хортов, А.Е. Шлезингер

Глубинное строение и особенности образования Черноморской топодепрессии в связи с перспективами нефтегазоносности

Исследования методом общей глубинной точки (МОГТ) в Черном море в 2011 г. проводились в рамках программы морских научных работ «Изучение геологического строения докайнозойских отложений и глубинной структуры бассейна Черного моря» (рис. 1). Главной целью Программы является разработка новой тектонической модели Черноморской впадины и прилегающих территорий всего Черноморского бассейна на базе новых сейсмических данных, полученных в объеме 10 тыс. пог. км с применением современных технологий полевых (морских) работ и обработки геофизической информации [1–3]. В качестве источника возбуждения сейсмических колебаний использовался групповой пневмоисточник общим объемом $8,3 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3$ с рабочим давлением 131 бар, состоящий из 4 одинаковых массивов пневмопушек объемом по $2,1 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3$ и длиной по 15,2 м каждый. Расстояние между 2 центральными массивами составляло 12 м, между крайним и центральным массивом с каждой стороны – по 10 м. Каждый массив состоял из 8 пневмопушек типа Bolt или Sleeve Gun объемом от $6,6 \cdot 10^{-4}$ до $6,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$, подобранных таким образом, чтобы получить оптимальный возбуждаемый импульс. В качестве приемника колебаний использовалась сейсмокофа с оболочкой из полиуретана, наполненная специальной жидкостью в целях обеспечения нейтральной плавучести. Длина активной части – 10200 м. Гидрофоны (пьезодатчики давления) были сгруппированы линейно по 480 каналам: 16 гидрофонов на группу (канал), чувствительность группы 20 В/бар, расстояние между центрами групп

Ключевые слова:

сейсмозаведка, топодепрессия, астеносфера, литосфера, земная кора, фундамент.

Keywords:

seismic exploration, topodepression, asthenosphere, lithosphere, Earth's crust, basement.

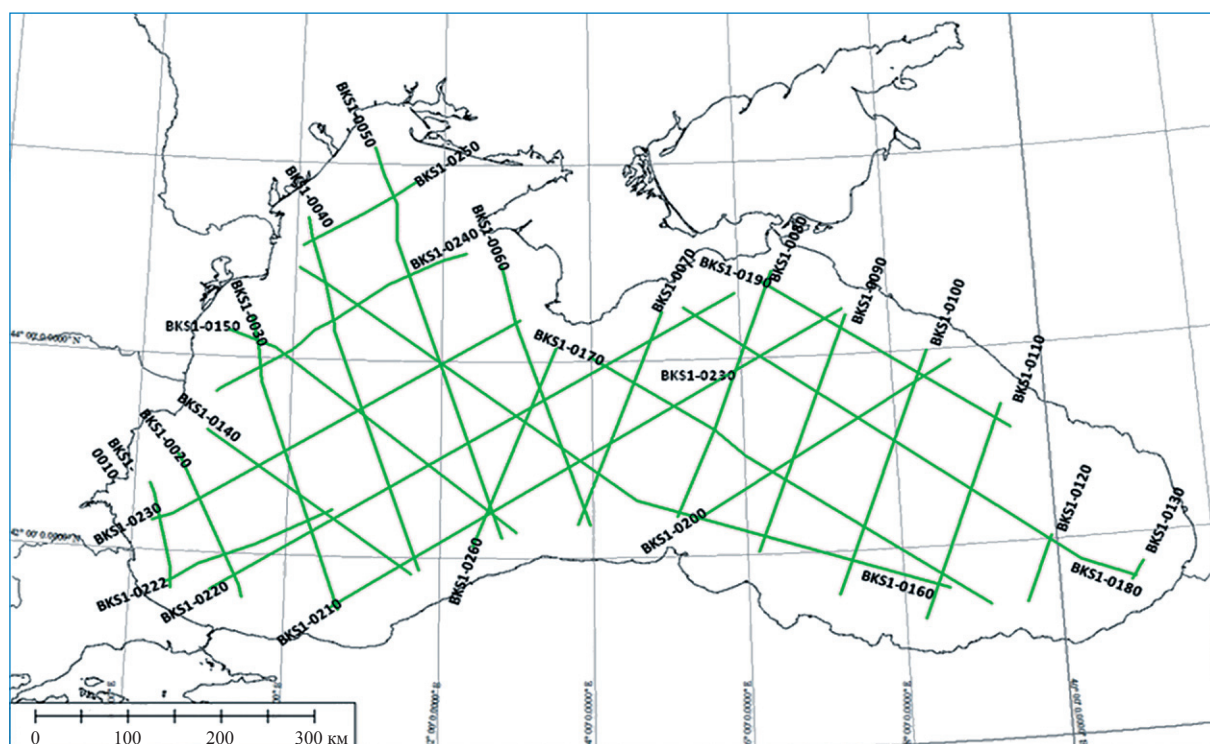


Рис. 1. Схема региональных МОГТ-профилей, выполненных в 2011 г.

12,5 м. Вся активная часть сейсмокоды состояла из сочлененных секций, длина секции 75 м (6 каналов). Управление сейсмокодой и запись результатов осуществлялись с помощью сейсмостанции Sersel 480 с предварительной цифровой фильтрацией 3 Гц / 12 дБ/окт. – 206 Гц / 276 дБ/окт. Время регистрации сигнала составляло 20 с, что позволило получить устойчивые отражения от глубинных горизонтов.

В 2002 г. Институтом океанологии РАН (ИО РАН) в российской части Черного моря вдоль и вкрест структуры вала Шатского выполнено морское глубинное сейсмическое зондирование методом преломленных волн (ГСЗ-МПВ) с использованием донных сейсмографов (ДС), установленных по профилям № 1 и 2. Результаты этих исследований подробно изложены в работах [4, 5]. Расстояния между ДС составляли 9–18 км. Излучения сейсмических волн производились с интервалом около 180 м пневматическим источником с объемом камеры 30 л. Длина профиля № 1 (первая прострелка) составила 183 км. После первой прострелки была выполнена вторая по профилю № 2 длиной 80 км вкрест простираения вала Шатского. Положения профилей МПВ № 1 и № 2 совпадают с положениями МОГТ ВКС1-0180, ВКС1-0090 (см. рис. 1) соответственно.

На большинстве сейсмограмм профилей ГСЗ-МПВ в первых вступлениях выделены преломленные волны с кажущимися скоростями 2,6–3,3; 4,2–4,4; 5,1–5,5; 6,2–6,3; 7,0–7,2 и 8,0 км/с. В последующих вступлениях выделены широкоугольные отраженные волны. В результате обработки и интерпретации сейсмограмм построены сводные годографы преломленных и отраженных волн и соответствующие им сейсмические разрезы земной коры. Анализ волнового поля, зарегистрированного на различных расстояниях от источника, позволил выявить преломленные (рефрагированные) и широкоугольные волны, отраженные от поверхности фундамента и основных слоев внутри осадочного чехла. Главным средством анализа послужила совместная обработка материалов МОГТ и МПВ. По результатам скоростного анализа данных МОГТ получен график двумерно сглаженного распределения эффективной скорости в плоскости (x, t_0) . Характерной особенностью этого графика является необыкновенно высокий вертикальный градиент эффективной скорости dV_0 / dt_0 , который расположен в районе вала Шатского и достигает вели-

чины примерно 2 км на уровне $t_0 = 5,0–5,5$ с. Близость эффективной скорости к средней скорости означает, что в пересчете на однократное время пробега за 1 с вертикального времени средняя скорость возрастает на невероятно большую величину 4 км/с. Такое явление возможно только в том случае, если 5-секундная толща подстилается слоем, который характеризуется очень высокой скоростью, превышающей в несколько раз среднюю скорость в покрывающей среде. С геологической точки зрения очевидно, что таким слоем практически однозначно может быть только фундамент. Сопоставление скоростных кривых МОГТ и МПВ в российской части Черного моря позволило выделить в разрезе поверхность фундамента и проследить ее затем в пределах всей акватории Черного моря (рис. 2).

Установлено, что кровля пород фундамента (метаморфизованных пород досреднеюрских образований) в пределах акватории Черного моря залегает на глубинах 2,5–15,0 км. Предполагается континентальный тип коры с утонением гранитного слоя в пределах впадин. Выше поверхности фундамента повсеместно закартированы поверхности меловых, палеоцен-эоценовых и миоцен-четвертичных образований (рис. 3). В их строении отражены основные структурные элементы, зафиксированные работами прежних лет [5–11].

Черноморская топодепрессия накладывается на севере и юге на киммерийский подвижный пояс Горного Крыма и альпийский средиземноморский пояс Турции соответственно. Южно-Каспийская депрессия накладывается на севере на альпийский подвижный пояс Большого Кавказа, а на юге – на альпийский Средиземноморский пояс Эльбурса. Черноморская палеотоподепрессия имеет изометричную форму, представляя замкнутую тектоническую структуру, по всему периметру окруженную флексурно-разрывными зонами, образующими бортовые обрамления. Их крутизна изменяется от 50–60° до первых градусов. Крутые наклоны тяготеют к областям сопряжения топодепрессии с мезозойско-кайнозойскими подвижными поясами, а пологие – с платформами. К подножью бортовые обрамления выполаживаются и переходят в пологие днища, осложненные крупными и мелкими выступами, которые отражают дифференцированные погружения. Поверхности бортовых обрамлений подвергались площадной склоновой эрозии, свя-

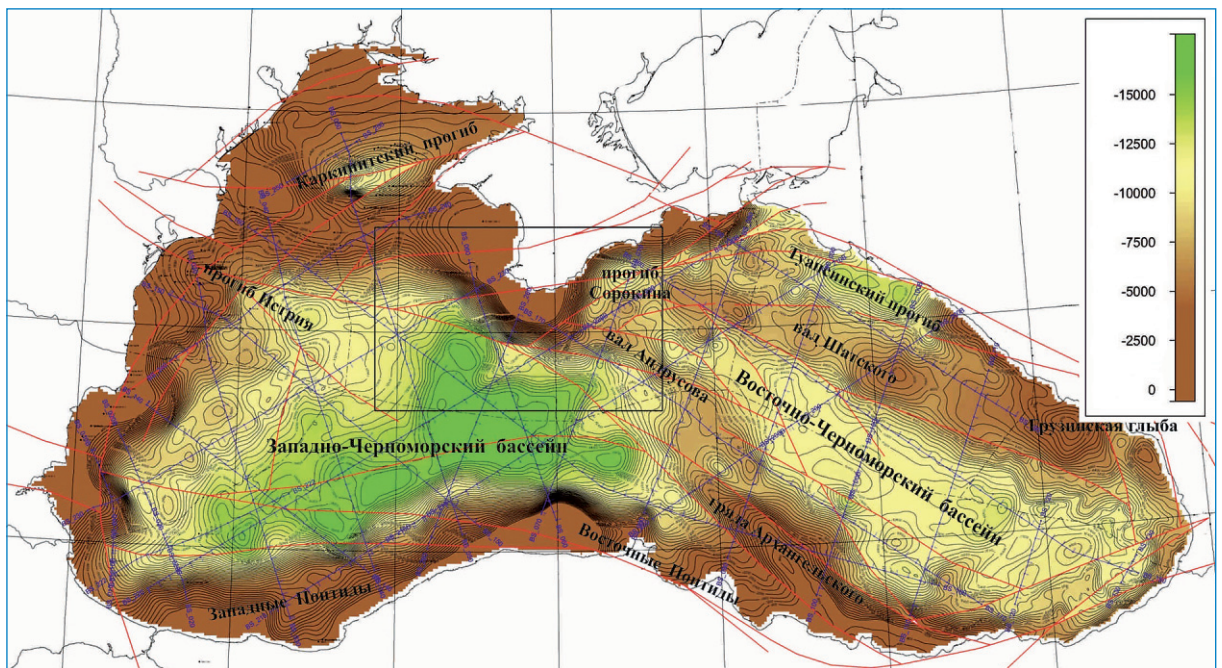


Рис. 2. Схема поверхности фундамента Черноморской впадины, линии:
 синие – сейсмические профили; черные – изогипсы кровли акустического фундамента;
 красные – региональная система разломов; цветовой спектр – градиент глубин, м

занной с мутьевыми потоками, проникающими со стороны шельфа на возникшие склоны и, как наждак, срезающие слои, накопившиеся до образования топодепрессии и испытавшие флексурно-разрывное погружение. Величина склоновой эрозии по латерали достигает первых километров, срезая снизу вверх слои бортового обрамления [6]. Последние осложняются также линейными врезами (каньонами), связанными с мутьевыми потоками и прорезающими до первых десятков километров сопряженные области шельфа.

В палеотоподепрессиях уровень осадконакопления располагался ниже базиса наземной и шельфовой эрозии. Терригенная седиментация в них происходит за счет гравитационного течения водной жидкости, приводящего к образованию турбидитов. При карбонатном осадконакоплении они покрываются тонкой пленкой пелагических и гемипелагических осадков. Однако их роль в захоронении топодепрессий ничтожно мала. В зонах привноса терригенного обломочного материала при крутизне бортов менее 5° происходит резкое разрастание толщины отложений, и максимальные значения турбидиты приобретают в наиболее пониженных зонах дна топодепрессий. В подножьях бортовых зон создают-

ся склоновые шельфы. При крутизне бортов свыше 5° и при любом их наклоне в зонах отсутствия привноса терригенного обломочного материала топодепрессия захороняется прилегающими на периферии слоями турбидитов. Они состоят из параллельно-слоистых тел, которые, если не затронуты постседиментационными тектоническими деформациями, залегают очень полого, практически горизонтально. Турбидиты распространены по дну на многие сотни километров, равномерно распределяясь по всему периметру (см. рис. 3). При обильном выносе и площадном разнесе терригенного обломочного материала по периферии топодепрессии параллельно ее периметру образуются клиноформы, ступенчато погружающиеся в сторону днища топодепрессий. Толщины клиноформ обычно не выходят за пределы первых сотен метров, при количестве клиноформ 3–6 шт. их общая мощность достигает первых километров. В пределах топодепрессии поверхность Мохо приподнята до 20–30 км по сравнению с сопряженными подвижными поясами и платформами.

Образование Черноморской топодепрессии может быть вызвано подъемом аномальной мантии к подошве литосферы [12, 13]. В результате увлажнения и нагрева гранитной верхней коры

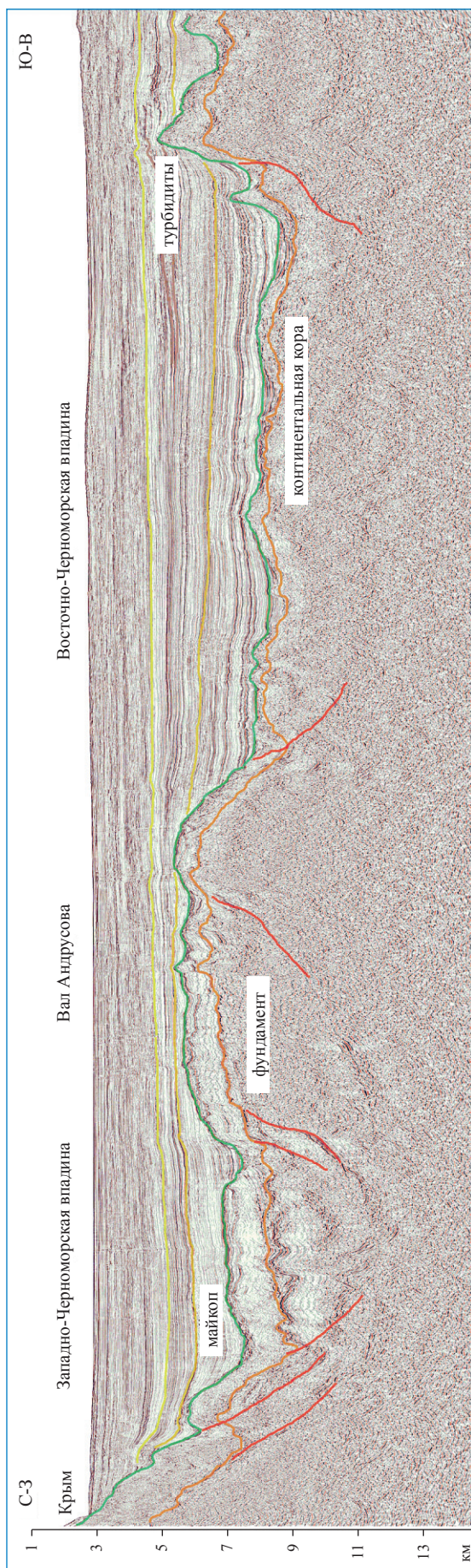


Рис. 3. Фрагмент временного разреза по профилю BS 170, иллюстрирующий выделение сеймостратиграфических комплексов в осадочном чехле и на поверхности фундамента

и нижней коры, сложенной габбро, происходит уменьшение их прочности, а также упругих и вязких свойств. В этих условиях главным системообразующим фактором является взаимодействие упругопластической литосферы с вязкоупругой астеносферой. Растекание астеносферного плюма увлекает литосферу за собой, и возникающие вязкие силы вызывают ее погружение. Предполагается, что при подходе аномальной мантии происходит разогрев литосферы и на ее подошве появляется область с размерами 200×20 км, приобретающая вязкоупругие свойства нижежащей астеносферы [13].

Достаточно сложная поверхность дна осадочного бассейна предположительно формируется в следующей последовательности. Первоначально дно погружается, затем в центральной части оно начинает подниматься, образуя 2 локальных поднятия. Наиболее глубокие прогибы формируются на границах бассейна. Сдвиговое разрушение сначала охватывает всю область погружения, но затем локализуется в центральной части, причем поверхностный слой находится в условиях растяжения. Погружение земной коры может происходить в результате взаимодействия конвективной ячейки астеносферы с вышележащей литосферой. Конвективное движение в перегретом астеносферном слое возникает в результате неустойчивости, порождаемой зависимостью плотности от разности температур. Конвективные ячейки являются причиной горизонтальных и вертикальных движений литосферы. При этом в литосфере должны возникать значительные напряжения, деформации и прогибы, заполняемые с течением времени осадками.

Традиционно с конца 1960-х гг. в кайнозойском комплексе северо-восточной части Черного моря ведется поиск антиклинальных ловушек нефти и газа [5]. Однако результаты региональной 2D- и площадной 3D-сейсморазведки, выполненной в последние годы ОАО «Союзморгео» совместно с ЗАО «Черноморнефтегаз» и ЗАО «Региональные геофизические исследования» показали перспективность направления, связанного с поиском неантиклинальных залежей нефти и газа [2, 3].

Сейсмостратиграфический анализ региональных и детально-поисковых материалов МОГТ в пределах северо-восточного района Черного моря позволил выделить и зартировать седиментационные образования, связанные с лавинной седиментацией. Основным

критерием выделения этого сейсмокомплекса, стратиграфически приуроченного к миоцену, является наличие интервала хаотической, местами косослоистой записи волнового поля. Источником сноса являются как горные сооружения, так и платформенные области с крупными дельтами речных систем.

Выделенный сейсмокомплекс и подстилающие его отложения верхней части майкопской серии представляют нефтегазопромысловый интерес с точки зрения вполне вероятного наличия в них песчаных пород-коллекторов, а также в аспекте мировой статистики, согласно которой большинство известных на сегодняшний день месторождений в кайнозойских толщах связаны именно с конусами выноса. Так, в позднекайнозойском палеодельтовом комплексе Дуная на западном континентальном склоне Черного моря открыто газовое месторождение «Домино-1» с предварительно оцененными запасами около 80 млрд м³.

Переобработка и последующая динамическая интерпретация сейсмических материалов показывает, что в пределах исследуемых комплексов по материалам МОГТ могут быть выделены сейсмофациальные зоны, приуроченные к участкам развития как глинистых пород, так и песчаных образований. На основании комплексной переобработки региональных профилей и детально-поисковых и трехмерных съемок стало возможным реально проследить сейсмофациальные особенности миоценовых отложений, выявить источник и направление сноса осадочного материала по направлению клиноформ. Рассматривая условия образования этих отложений, следует отметить, что одним из источников сноса в средне-верхнемиоценовое время являются дельты палеорек.

По результатам переобработки материалов последних лет в пределах различных участков Черного моря предположительно в интервале чокрака выделены значительные по площади аномалии, которые проявляются на вертикальных сечениях и в плане увеличением толщин интервала и динамическими характеристиками (понижением уровня амплитуд). Учитывая их пространственное положение, вероятнее отождествить их с локальными линзовидными объектами седиментационного генезиса, а именно с конусами выноса.

Перспективы чокракского интервала разреза могут быть связаны с ловушками неструктурного типа (литологическими), приуроченными

к аномальным участкам. Окончательно природу и литологический состав аномалий чокрацкого интервала можно установить только по результатам бурения.

Выполненные на основании сейсмического профилирования литолого-фациальные и палеогеографические схемы показывают области развития песчаных олигоцен-миоценовых образований, наиболее перспективных для поисков залежей углеводородов. Выделение и картирование вышеупомянутых сейсмокомплексов на Черном море может существенно уточнить положение рекомендуемых скважин с целью оптимизации нефтегазопосредственного бурения. В последнее десятилетие первоочередными объектами поисковых работ явля-

лись крупные мезозойские поднятия рифтогенной природы, залегающие на глубинах более 5000 м [14]. Однако с точки зрения экономической целесообразности и себестоимости работ в настоящее время рассматривается перспектива поиска песчаных коллекторов в отложениях миоцен-плиоценового возраста.

На основании выполненных исследований в пределах Черного моря установлен тип земной коры, определена мощность осадочного чехла и сделан прогноз литологического состава слагающих его комплексов. Полученные результаты использованы для выяснения принципиальных вопросов строения Черноморского региона, реконструкции истории его развития и выбора новых направлений нефтегазопосредственных работ.

Список литературы

1. Амелин Н.В. Региональные сейсморазведочные исследования глубинного строения Черноморской впадины / Н.В. Амелин, М.И. Леончик, Е.И. Петров и др. // Материалы XIX Международной научной конференции (школы) по морской геологии «Геология морей и океанов». Т. V. – М.: ГЕОС, 2011. – С. 8–11.
2. Головинский В.И. Седиментационные ловушки УВ в разрезе кайнозойских отложений российской части Черного моря / В.И. Головинский, В.Е. Грабская, Б.В. Сенин, А.В. Хортов // Материалы XVIII Международной научной конференции (школы) по морской геологии «Геология морей и океанов». Т. II. – М.: ГЕОС, 2009. – С. 31.
3. Сенин Б.В. Новые данные о глубинной структуре Черноморской впадины / Б.В. Сенин, М.И. Леончик, А.В. Хортов и др. // Сб. трудов научной конференции «Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения». – Геленджик: ГНЦ «Южморгеология», 2013. – С. 125–128.
4. Гринько Б.Н. Строение вала Шатского (Черное море) по результатам региональных сейсмических исследований МПВ / Б.Н. Гринько, С.А. Ковачев, А.В. Хортов // Бюл. МОИП, Отд. геол. – 2004. – Т. 79. – Вып. 3. – С. 3–7.
5. Хортов А.В. Глубинное строение и некоторые вопросы нефтегазоносности южных морей России / А.В. Хортов, Ю.П. Непрочнов // Океанология. – 2006. – Т. 46. – № 1. – С. 114–122.
6. Есин П.В. Плоскостная подводная эрозия палеосклонов Черноморского бассейна / П.В. Есин, В.Е. Захаров, Д.Ф. Исмагилов, А.Е. Шлезингер // ДАН СССР. – 1987. – Т. 293. – № 6. – С. 1445–1448.
7. Строение и эволюция земной коры и верхней мантии Черного моря. – М.: Наука, 1989. – 208 с.
8. Туголесов Д.А. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины / Д.А. Туголесов, А.С. Горшков, Л.Б. Мейснер и др. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
9. Яншин А.Л. Структурные особенности осадочного чехла Черноморской впадины и их значение для понимания ее образования / А.Л. Яншин и др. // Бюл. МОИП, Отд. геол. – 1977. – Т. 52 (5).
10. Robinson A.G. Petroleum geology of the Black Sea / A.G. Robinson, J.H. Rudat, C.J. Banks, R.L. Wiles // Marine and Petroleum Geology. – 1996. – V. 13. – № 2. – P. 195–223.
11. Starostenko V. Topography of the crustmantle boundary beneath the Black Sea Basin / V. Starostenko et al. // Tectonophysics. – 2004. – № 381. – P. 211–233.
12. Гарагаш И.А. Природа подъема Мохо глубоководных осадочных бассейнов черноморского типа / И.А. Гарагаш, А.Е. Шлезингер // Бюл. МОИП, Отд. геол. – 2006. – Т. 81. – Вып. 4. – С. 3–6а.
13. Гарагаш И.А. Типы конвективных ячеек и создаваемые ими тектонические структуры / И.А. Гарагаш, А.Е. Шлезингер // Бюл. МОИП, Отд. геол. – 2006. – Т. 81. – Вып. 6. – С. 3–8б.
14. Сенин Б.В. Нефтегазоперспективные объекты северо-востока Черного моря / Б.В. Сенин, А.В. Хортов // Oil&Gas Journal Russia. – 2009. – V. I–II. – С. 48–53.

УДК 622.276.04

Т.А. Мокшаев, С.В. Греков

Опыт применения и перспективы развития систем подводной сепарации нефти и газа

Разработка систем подводной сепарации нефти и газа является перспективной с точки зрения совершенствования технологий подводной добычи углеводородов. По мере освоения все более удаленных от берега морских месторождений, расположенных соответственно на больших глубинах, возрастают требования к технологическим операциям, которые необходимо выполнить под водой в непосредственной близости от устьев скважин. Целью развития систем подводной добычи на современном этапе является создание полностью подводного промысла, оборудование которого обеспечивает высокую степень подготовки скважинной продукции.

В последние десять лет происходит активное развитие технологий подводной подготовки скважинной продукции [1]. Размещение технологического оборудования на морском дне в непосредственной близости от устьев скважин позволяет более эффективно осуществлять разработку месторождения, в частности:

- поддерживать необходимое для добычи тяжелой нефти давление на устье;
- повышать давление на входе во внутривнепромысловую систему сбора для месторождений с низким пластовым давлением;
- снижать риски, связанные с гидратообразованием в системе сбора;
- обеспечивать эффективную добычу нефти при повышении уровня обводненности за счет использования сепараторов нефть/вода;
- более гибко подходить к проектированию верхних строений морских платформ за счет размещения части технологического процесса на морском дне;
- значительно снижать эксплуатационные затраты за счет подбора оптимального дожимного оборудования (применение однофазных насосов взамен многофазных).

На сегодняшний день технология подводной сепарации успешно применяется и на только вводимых в эксплуатацию месторождениях, и на месторождениях, где добыча осуществляется уже достаточно длительное время. Для таких «зрелых» месторождений уровень добычи, коэффициент извлечения и, как следствие, общая экономическая эффективность могут быть увеличены за счет продления периода эксплуатации уже существующей технологической инфраструктуры. Например, сепарация попутной воды с ее последующей закачкой в пласт позволит повысить производительность трубопроводов и райзеров и исключить необходимость модернизации технологического оборудования на верхних строениях платформы. При разработке новых месторождений система подводной добычи может быть сразу спроектирована с учетом реализации первичной сепарации на морском дне, в результате чего могут быть снижены требования к производительности аналогичного оборудования на морской платформе.

Технология подводной сепарации наиболее привлекательна при освоении удаленных и глубоководных месторождений, поскольку, с одной стороны, способна обеспечить их ускоренный ввод в эксплуатацию, а с другой стороны, приводит к повышению коэффициента извлечения нефти и газа. В ряде случаев использование подводных сепараторов позволяет существенно увеличить гибкость проекта и повысить его экономическую эффективность.

На сегодняшний день в мире применяется несколько технологий первичной подводной сепарации:

- двухфазная сепарация жидкость/жидкость, реализуемая с применением традиционных гравитационных сепараторов достаточно большого размера или с помощью компактных сепараторов (кессонной конструкции или внутритрубных);

Ключевые слова:
глубоководное месторождение, подводный сепаратор, подводное технологическое оборудование, двухфазная сепарация, утилизация песка.

Keywords:
deep-sea field, submarine separator, submarine process equipment, two-phase separation, sand recycling.

- двухфазная сепарация газ/жидкость (реализуется аналогично предыдущей технологии);
- трехфазная сепарация.

Технологии двухфазной сепарации на сегодняшний день прошли необходимую квалификацию и проверены в эксплуатации на месторождениях Tordis и Pazflor. Одной из первых реализованных концепций подводной подготовки продукции скважин является технология сепарации воды из нефти с последующей закачкой отсепарированной воды в пласт. Первый прототип подводного сепаратора нефть/вода был испытан на месторождении Troll еще в 1999 г.

К более современным решениям можно отнести систему подводной сепарации нефти, которая установлена на месторождении Tordis в Северном море в 2007 г. (рис. 1). Изготовителем сепарационной системы является компания FMC Technologies. В данном проекте реализован компактный гравитационный сепаратор длиной 17 м и диаметром 2,1 м. Опыт эксплуатации сепаратора на месторождении Tordis показывает, что разработанная конструкция позволяет достигать остаточного содержания нефти в воде 500 ppm, что существенно превышает проектное значение 1000 ppm. Качество

воды после сепаратора является достаточным для ее закачки в утилизационный пласт.

Подводные сепараторы газ/жидкость, как правило, применяются в тех случаях, когда дифференциального давления, обеспечиваемого подводными многофазными насосами, недостаточно для решения проектных задач [2]. Такое возможно вследствие значительной удаленности месторождения от платформы или берега, при освоении глубоководных месторождений или же в случаях, когда характеристики добываемого флюида приводят к возникновению нестабильного потока в трубопроводной системе.

В конструкцию гравитационного сепаратора газ/жидкость включена емкость сравнительно большого размера. Данное обстоятельство непосредственно влияет на процессы изготовления, транспортировки и монтажа сепаратора на морском дне, а также на его стоимость и в определенных случаях может ограничивать возможность применения таких сепараторов на глубоководных месторождениях. Влияние указанных ограничений необходимо рассматривать в каждом отдельном случае с учетом условий конкретного проекта. Так, несмотря на значительную глубину воды



Рис. 1. Сепаратор проекта Tordis

(порядка 900 м), на месторождении Pazflor шельфа Анголы были установлены 3 сепарационные установки газ/жидкость, имеющие высоту 9 м при диаметре 3,5 м. Данное решение оказалось экономически эффективным и позволило компании-оператору успешно разрабатывать месторождение, характеризующееся низким пластовым давлением и тяжелой высоковязкой нефтью.

Для самого глубоководного на сегодняшний день проекта Perdido в Мексиканском заливе компания FMC Technologies изготовила сепарационную установку кессонного типа (рис. 2). Конструкция предполагает использование специальной скважины-кессона (для обеспечения процесса сепарации в заколонном пространстве) и электрического погружного центробежного насоса для подачи отсепарированной нефти на платформу с целью последующей подготовки.

Проект Marlim на шельфе Бразилии (рис. 3) – еще один показательный пример успешного применения технологии подводной сепарации на глубоководном месторождении. Пилотный проект предполагает использование на 1-й ступени внутритрубного сепаратора с последующей тонкой очисткой воды на 2-й ступени сепарации с помощью гидроциклонов. Такое решение позволяет обеспечить уровень остаточного содержания нефти в воде менее

100 ppm, что делает возможным ее использование в системе поддержания пластового давления.

Помимо обеспечения более эффективного режима работы подводных насосов, применение подводных сепараторов позволяет решать вопросы обеспечения стабильности потока за счет исключения пробкового режима течения



Рис. 2. Сепарационная установка проекта Perdido

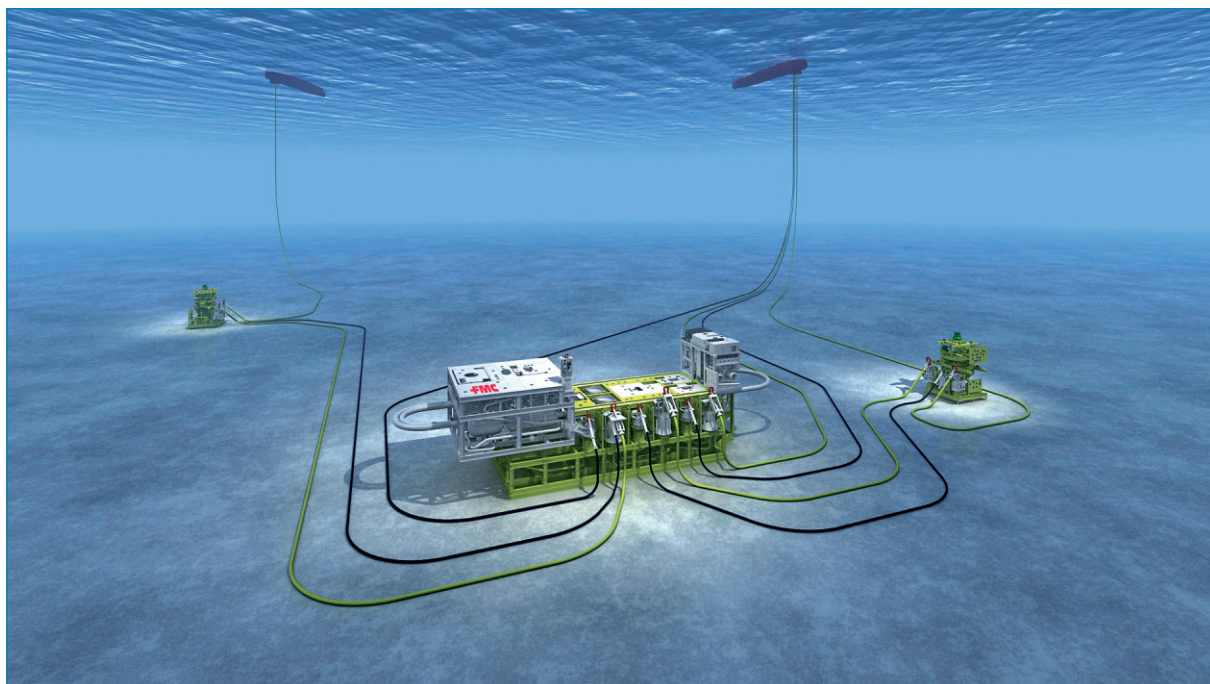


Рис. 3. Сепарационная установка проекта Marlim

флюида. Дополнительным преимуществом наличия двух разных трубопроводов, используемых для раздельной транспортировки отсепарированных потоков жидкости и газа, является потенциальная возможность реализации кругового прогона поршня для очистки или инспекции трубопроводов, для чего поршень запускается по газопроводу, а возвращается по трубе с жидкостью. При этом, безусловно, следует учитывать соответствие диаметров данных линий.

При проектировании подводного сепаратора одним из основных вопросов является обеспечение утилизации выносимого с продукцией скважин песка. Возможны различные технические решения, в соответствии с которыми собирающийся в сепараторе песок может закачиваться с водой в нагнетательную скважину или вновь объединяться с нефтью и транспортироваться на платформу или берег.

В то время как системы двухфазной сепарации находят все большее применение в подводных проектах, в отношении систем трехфазной сепарации требуется продолжение работ по квалификации оборудования как единого технологического комплекса, несмотря на то что входящие в эту систему элементы уже применяются на практике.

Помимо рассмотренных выше систем первичной сепарации, сегодня разрабатываются

такие системы для последующих стадий сепарации, как:

- скрубберы для очистки газа после первичной сепарации;
- оборудование для удаления остаточных капель воды из нефти с дальнейшей закачкой отсепарированной воды.

На сегодняшний день представители нефтегазовой отрасли, участвующие в разработке проектов освоения месторождений с использованием подводных технологий, отмечают, что, несмотря на значительные достижения в развитии технологии подводной сепарации (рис. 4), в том числе по вторичной осушке газа и подготовке воды, еще необходимо выполнить большой объем работы [3]. В частности, имеется значительная потребность в обеспечении процесса одновременной подготовки нефти для надежного трубопроводного транспорта на значительные расстояния и подготовки воды для последующего безопасного и экологичного нагнетания в пласт с целью поддержания пластового давления. В настоящее время на рынке нет систем, эффективно решающих эти две задачи одновременно. В перспективе такая система при использовании совместно с подводными насосами позволит осуществлять эффективную сепарацию скважинной продукции на протяжении всего периода эксплуатации месторождения. Это в свою очередь поможет решить



Рис. 4. Основные направления развития технологии подводной сепарации

задачи надежной транспортировки нефти на значительное расстояние, поднятия нефти глубоководных месторождений на расположенную на поверхности технологическую платформу, а также реализовать закачку воды сепарации непосредственно на морском дне.

Востребованная на рынке система должна соответствовать как минимум следующим критериям:

- работать в широком диапазоне обводненности скважинной продукции (как правило, 10–90 %) для обеспечения эффективной работы на протяжении всего срока разработки месторождения;
- обеспечивать стабильность потока при транспортировке, для чего содержание воды в нефти должно составлять менее 2 % для снижения риска образования гидратов в подводных трубопроводах в условиях постоянной низкой температуры на морском дне;
- обеспечивать необходимый уровень качества воды для закачки согласно нормам остаточного содержания нефти в воде (менее 100 ppm) в зависимости от характеристик пласта и требований местного законодательства;
- иметь компактные размеры для обеспечения транспортировки, снижения металлоемкости и стоимости монтажа.

В числе прочего основными задачами при создании подобной системы являются подбор,

адаптация, а при необходимости и разработка наиболее подходящих узлов и элементов для каждого технологического процесса, в том числе обеспечение их слаженной, эффективной и безотказной работы на протяжении проектного срока службы. Дополнительно следует учитывать необходимость проведения тщательных тестовых и квалификационных испытаний перед применением данной системы в реальных условиях месторождения.

Надлежит отметить, что для развития технологии подводной сепарации существенным обстоятельством является число планируемых к реализации проектов, которые требуют применения новых технических решений, и готовность операторов участвовать в разработке новых технологий. Достаточно эффективным решением является участие оператора в инвестициях в дорогостоящие разработки и квалификацию новой технологии для получения в итоге надежного продукта, созданного с учетом требований проекта и максимально отвечающего проектным условиям. Мировой опыт освоения шельфовых месторождений показывает, что объединенные производственные программы с участием нескольких нефтегазодобывающих компаний облегчают инвестору принятие такого решения, поскольку позволяют разделить не только затраты, но и риски в будущем.

Список литературы

1. Van Khoi V. Comparison of subsea separation systems / V. Van Khoi, R. Fantoft, Ch. Shaw, H. Gruehagen // Offshore Technology Conference OTC 20080: proceedings. – 2009.
2. Schlumberger G.H. Comparison of multiphase pumping technologies for subsea and downhole applications / G.H. Schlumberger, G. Falcone, G.L. Morrison // Oil and Gas Facilities Magazine. – 2012. – February.
3. Hannisdal A. Compact separation technologies and their applicability for subsea field development in deep water / A. Hannisdal, R. Westra, M.R. Akdim, A. Bymaster, E. Grave, D. Teng // Offshore Technology Conference OTC 23223: proceedings. – 2012.

УДК 622.276:006(26)

С.В. Греков, О.А. Корниенко, Л.А. Сайфуллина

Об организации одновременного выполнения различных операций на морских платформах

Ключевые слова:
организация работ,
одновременно
выполняемые
операции,
этапы освоения,
морские
месторождения,
безопасность работ.

Keywords:
works management,
simultaneous
operations,
stages of
development,
offshore fields,
operation safety.

Вопросы организации и безопасного ведения одновременно выполняемых операций (ОВО) важны как на морских, так и на сухопутных месторождениях нефти и газа, но, как показывает мировой опыт, в наибольшей степени они актуальны для морских платформ. Работы при освоении морских месторождений характеризуются повышенной трудностью по сравнению с аналогичными работами на суше, сопровождаются значительно более высокими рисками и имеют существенно более тяжелые последствия при возникновении аварийных ситуаций вследствие принятия неверных управленческих решений. В то же время в мире достаточно распространена практика проведения ОВО на морских платформах, поскольку они обеспечивают снижение общего уровня риска для ряда работ на платформе благодаря уменьшению суммарной продолжительности работ и, как следствие, риска возникновения чрезвычайных ситуаций.

Анализ российских и зарубежных нормативных документов показывает, что под ОВО обычно понимают деятельность, при которой две и более формально независимые технологические операции осуществляются в одно и то же время и в такой близости друг от друга, что события, возникающие при выполнении одной операции, могут оказать воздействие на другие операции с точки зрения безопасности персонала, охраны окружающей среды, безопасной работы оборудования. Как правило, большая часть одновременных операций выполняется после начала добычи углеводородов. К ОВО относят следующие виды работ:

- строительно-монтажные работы с учетом вида работ и места проведения;
- прострелочно-взрывные работы в скважинах;
- соляно-кислотную обработку скважин;
- внутрискважинные работы с применением канатной техники или колтюбинга;
- капитальный ремонт скважин;
- работу крановой баржи в зоне безопасности платформы;
- работы по пескоструйной очистке;
- крановые операции с тяжелыми грузами в зоне расположения скважин и технологического оборудования, содержащего углеводороды;
- пусконаладочные работы на технологическом оборудовании;
- опрессовку трубопроводов;
- огневые работы;
- все работы, требующие входа судна в зону безопасности морской платформы;
- вертолетные операции при совмещении с перечисленными выше работами;
- переключение между основными источниками энергообеспечения.

Кроме того, при проведении отдельных видов работ на морской платформе некоторые операции могут быть признаны недопустимыми к одновременному выполнению. Например, при перемещении над устьевой площадкой морской платформы противовыбросового и другого оборудования должна быть остановлена добыча на расположенных на этой площадке скважинах, а при техническом обслуживании противопожарных систем в зоне расположения устьевого оборудования не допускается проведения операций по заканчиванию скважин и испытания внутрискважинных клапанов-отсекателей.

Регламентация вопросов проведения ОВО на морских месторождениях может осуществляться как на государственном уровне, так и на уровне нефтегазодобываю-

щих компаний. За рубежом распространена практика разработки компаний-оператором внутренних корпоративных рекомендаций по проведению ОВО, которые содержат достаточно детальные требования, направленные на обеспечение безопасности персонала и охрану окружающей среды, а также практика включения в состав персонала платформы инженера, ответственного за подготовку и проведение таких операций.

В России на сегодняшний день вопросы организации работ при одновременном выполнении операций на морских платформах на уровне национальных нормативных документов практически не регламентируются. Характерным примером нормативного регулирования одновременных операций является опыт организации работ на Приразломном нефтяном месторождении. Для обеспечения безопасности и безаварийности работ на морской ледостойной стационарной платформе (МЛСП) «Приразломная» в ООО «Газпром нефть шельф» разработано специальное Положение по обеспечению безопасности при одновременном производстве работ на МЛСП «Приразломная» [1]. Положением установлено сочетание видов работ, относящихся к ОВО, и определено, кто несет ответственность за организацию и проведение указанных работ.

Процесс одновременного ведения работ на скважинах регламентирован для сухопутных месторождений в «Инструкции по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте» [2]. Необходимо отметить, что в указанной инструкции к одновременным операциям относятся только работы, выполняемые непосредственно в скважинах при их строительстве, ремонте и эксплуатации. Данная инструкция регламентирует вопросы размещения опасных производственных объектов на кустовой площадке, организации буровых работ, последовательности технологических операций применительно к условиям кустового строительства и эксплуатации скважин на кусте. Кроме этого, в [2] определены порядок взаимодействия выполняющих работы предприятий, разграничение обязанностей и ответственность сторон, участвующих в производственном процессе на кустовых площадках. Несмотря на то что инструкция распространяется только на сухопутные месторождения, часть ее требований может быть успешно использована при организа-

ции работ на скважинах морской платформы. Помимо [2], ряд требований к одновременно выполняемым операциям приведен в Правилах безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе [3]: выполнение погрузочно-разгрузочных работ при одновременной посадке и высадке людей на платформу с судна, а также организационные меры по распределению спасательных средств при одновременной работе на морской платформе двух или более субподрядных предприятий.

Зарубежные документы рассматривают вопросы организации и проведения ОВО более широко и затрагивают все виды работ, осуществляемых на морских платформах и в зоне их безопасности, в случае если одновременное выполнение этих работ повышает риск возникновения нештатной ситуации. Так, вопросам безопасности одновременных операций посвящен стандарт OISD-GDN-186 [4]. В документе сформулированы требования, направленные на обеспечение безопасности работ при бурении и капитальном ремонте скважин, добычи, работ по реконструкции и строительству, а также других видов работ, выполняемых одновременно на морской платформе. Стандарт [4] регламентирует организацию и структуру управления при проведении одновременных операций в процессе разведки и добычи углеводородов на шельфе, на основании опыта предыдущих проектов формулирует практические рекомендации и предлагает возможные сценарии проведения работ на морских месторождениях.

Необходимо отметить, что организация управления и распределение ответственности руководителей при проведении одновременных операций имеют определяющее значение с точки зрения обеспечения эффективного и безопасного выполнения работ. В стандарте [4] указанным вопросам уделено существенное внимание. Одним из основополагающих факторов является подход к процессам определения роли и ответственности ключевого персонала. В соответствии с установленными в стандарте [4] рекомендациями в той или иной степени ответственность за проведение ОВО на платформе несут следующие должностные лица: представитель организационно-недропользователя, начальник платформы, руководитель службы добычи, представитель проектной организации, а также руководители всех подрядных организаций, задействованных

в одновременных операциях. Для однозначного понимания предстоящих работ и связанных с ними рисков указанные лица должны согласовать программу работ при проведении одновременных операций. Для каждого руководителя устанавливаются области ответственности и порядок согласования решений при выполнении одновременных операций. Помимо вопросов распределения ответственности ключевого персонала, значительное внимание в стандарте [4] уделено анализу технических систем обеспечения безопасности, исправность и соответствующее функционирование которых в существенной мере влияют на безопасность проведения одновременных операций, а также вопросам разработки и согласования плана действий в аварийной ситуации.

Кроме того, организацию и проведение ОВО регламентируют норвежские промышленные стандарты серии NORSOK. Так, в стандарте [5] установлены требования к организации технического обслуживания, перемещения и проведения испытаний противовыбросовых превенторов и фонтанной арматуры на буровой палубе платформы при выполнении указанных работ одновременно с проведением текущих буровых операций. На сегодняшний день для морских платформ практически стандартной является ситуация, когда одновременно осуществляется добыча и ведутся работы по строительству или ремонту на соседних скважинах. Кроме того, для морских платформ, оснащенных двумя буровыми вышками, конструкция буровой палубы, план расположения и перечень оборудования буровой площадки должны определяться с учетом необходимости в дальнейшем одновременного выполнения операций, связанных с бурением, капитальным ремонтом и внутрискважинными работами.

Вопросы безопасности при проведении ОВО затронуты в стандарте [6]: отмечено, что взаимодействие операций по добыче и бурению повышает вероятность инцидента для обеих операций по сравнению с типовым подходом к их выполнению, поскольку инцидент в процессе бурения способен вызвать инцидент в процессе добычи и наоборот. Одновременное присутствие бурового и эксплуатационного персонала на одной площадке подвергает каждую группу персонала риску воздействия нештатной ситуации при возникновении ее в другой группе. Например, пересечение стволов добывающей скважины и скважины в бу-

рении может служить причиной возникновения выброса углеводородов и эскалации аварии. Кроме того, участвующие в одновременных операциях подразделения могут иметь различную структуру управления, что в итоге приводит к снижению оперативности принятия решений и, как следствие, к возрастанию риска при проведении ОВО.

Вопросы проведения одновременных операций регламентируются также корпоративными документами компаний, осуществляющих добычу нефти и газа на шельфе. Например, инструкция [7] компании Chevron нацелена на организацию безопасного выполнения работ на морских платформах с участием подрядных организаций. В [7] определен перечень работ на морской платформе, которые, по мнению компании, требуют повышенного внимания при одновременном выполнении, и определена необходимость разработки до начала работ письменного плана ОВО, который должен включать:

- перечень лиц, отвечающих за проведение различных операций;
- порядок информирования при возникновении чрезвычайной ситуации;
- описание всех идентифицированных опасностей и мер, направленных на уменьшение последствий нештатных ситуаций;
- описание методов коммуникации между подразделениями, выполняющими различные работы;
- контрольный лист для оценки хода выполнения ОВО.

Одним из ключевых вопросов в регулировании ОВО является разделение ответственности между различными подрядными организациями, участвующими в выполнении работ. Недостаточная проработка данного вопроса может привести к ситуации, когда за часть работ, находящихся на стыке деятельности разных подрядчиков, никто не несет ответственности. Кроме того, организации, участвующие в ОВО, могут предъявлять различные требования к процедурам безопасности, обучать персонал по-разному реагировать на чрезвычайные ситуации, также иногда имеют место различия в сфере обеспечения средствами индивидуальной безопасности. Для исключения вероятных осложнений в соответствии с инструкцией [7] все подрядные организации, участвующие в одновременных операциях, должны принять единые требования в области безо-

пасности, которые, как правило, устанавливает оператор морской платформы.

В компании British Petroleum (BP) вопросы организации и проведения ОВО также регламентированы внутренними документами. В частности, BP разработала инструкцию по безопасному ведению работ в Мексиканском заливе [8]. Инструкция содержит детальные рекомендации по планированию и реализации одновременных операций на морских платформах с целью обеспечения безопасности персонала и защиты окружающей среды. К важным особенностям данного документа следует отнести использование так называемой матрицы ОВО как эффективного инструмента визуализации области анализа и результатов предварительной оценки риска планируемых работ.

Общепринятой практикой зарубежных компаний является обязательное согласование любых отклонений или изменений плана ОВО с лицами, его подписавшими. Кроме того, например, при ведении работ в Мексиканском заливе план одновременного выполнения работ должен быть одобрен надзорными органами США (в отличие от российской надзорной практики). Для контроля соблюдения требований к организации и проведению одновременных операций на многих платформах вводится

должность инженера по ОВО. Как правило, инженер по ОВО назначается из числа инженерного персонала морской платформы. Данный специалист отвечает за координацию одновременно выполняемых операций на платформе, осуществляет контроль работы персонала подрядных организаций с целью обеспечения выполнения ОВО в соответствии с принятыми компанией-оператором стандартами безопасного ведения работ. Необходимо отметить, что инженер по ОВО является ключевым звеном в организационной структуре ОВО. От его квалификации и компетенции во многом зависят эффективность и безопасность работ при проведении ОВО.

В заключение нужно отметить, что применительно к России представляется целесообразным уйти в данном вопросе от государственного регулирования ОВО в пользу создания и внедрения нормативных документов в формате стандартов компаний. Безусловно, для этого необходим анализ опыта зарубежных операторов морских проектов по выполнению ОВО и используемых ими нормативных документов. Внедрение отечественными компаниями соответствующих внутренних стандартов позволит обеспечить необходимый уровень безопасности и эффективности проведения ОВО.

Список литературы

1. Положение по обеспечению безопасности при одновременном производстве работ на МЛСП «Приразломная» в процессе проведения пусконаладочных работ на платформе, бурения и эксплуатации скважин / ООО «Газпром нефть шельф».
2. РД 08-435-02. Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте / Утв. пост. Госгортехнадзора России от 11 марта 2002 г. № 14.
3. ПБ 08-623-2003. Правила безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе / Утв. пост. Госгортехнадзора России от 05 июня 2003 г. № 58.
4. OISD-GDN-186. Simultaneous operations in exploration and production industry.
5. NORSOK D-001. Drilling Facilities. – Rev. 2. – 1998.
6. NORSOK D-010. Well integrity in drilling and well operations. – Rev. 4. – 2013.
7. Simultaneous operations / Chevron U.S.A. Inc. – 2012.
8. British Petroleum GoM Region Simultaneous Operations (SIMOPS) Safe Work Practice (SWP).

УДК 621.644.07

Дж. Вольтеррани, А. Мания

Методика заглабления морских трубопроводов компании Saipem S.p.A.

Ключевые слова:

защита
трубопроводов,
заглабление труб,
обратная засыпка
траншеи,
траншеекопательное
оборудование,
баржа,
дистанционное
управление.

Keywords:

pipeline protection,
pipe burial,
trench backfilling,
barge,
remote control.

В течение нескольких последних десятилетий нефтегазовый сектор проявляет все больший интерес к вопросам защиты трубопроводов [1]. Заглабление трубопровода при его прокладке обычно считается высокоэффективным способом сохранения целостности системы [2–5]. Потребность в использовании данной технологии обусловлена целым рядом причин. В жестких и холодных условиях окружающей среды заглабление обеспечивает защиту трубопроводов от повреждения дрейфующим льдом при вспахивании донного грунта. В мелководных акваториях серьезную угрозу могут представлять стихийные бедствия, например тайфуны. В этих же акваториях отрицательное воздействие судоходства и рыболовства (наиболее наглядный пример – протаскиваемые по грунту якоря) нейтрализуется аналогичным способом, т.е. трубопровод укладывается в предварительно вырытую траншею, а затем засыпается грунтом. Необходимо отметить, что помимо защиты от стихийных бедствий и результатов жизнедеятельности человека (большой частью безвредной) магистральные трубопроводы должны быть также ограждены от умышленных действий, совершаемых с целью повреждения системы.

Самый простой и распространенный по всему миру метод заглабления трубопроводов состоит в предварительном рытье траншеи вдоль трассы трубопровода, последующей укладке трубы внутри траншеи и (в качестве финального этапа процесса) обратной засыпке траншеи. Однако этот способ имеет ряд существенных недостатков. Во-первых, использование данного метода негативно сказывается на гибкости графика монтажных работ, поскольку все три этапа должны выполняться в вышеизложенном порядке. Рытье траншеи под уже проложенной трубой – это достаточно сложное мероприятие, которое может привести к срыву критических сроков. Во-вторых, в каждом процессе рытья траншеи потеря грунта составляет в среднем 20 %. Иными словами, после удаления грунта, перемещения его в другое место, забора грунта и обратной засыпки траншеи теряется примерно 40 % первоначального объема грунта, что приводит к неполной обратной засыпке. Данный аспект, кажущийся на первый взгляд второстепенным, имеет большое значение в том случае, когда ограничения, обусловленные экологическими соображениями, требуют полной обратной засыпки (т.е. восстановления исходного профиля морского дна). Помимо потери 40 % грунта, вопросы экологии выходят на первый план также и в тех случаях, когда условия контракта оговаривают пределы распыления грунта, мутность воды, сохранение морской флоры и фауны и удаление грунта. Если работы должны проводиться в экологически защищенных районах, технические ограничения самого процесса рытья, например в части минимизации ширины траншеи, являющейся одним из основных условий, предполагают еще более строгое соблюдение экологических требований. Именно для таких случаев наиболее эффективным решением является заглабление трубопровода после укладки с одновременной обратной засыпкой.

Концепция совмещения процессов заглабления и обратной засыпки трубопровода

Одновременное выполнение работ по заглаблению и обратной засыпке уложенного трубопровода предполагает рытье траншеи, укладку трубы внутри траншеи и обратную засыпку траншеи в рамках одного и того же процесса, или, как обычно говорят, за один проход (т.е. проход системы по трассе трубопровода). Однако радикальным

новшеством концепции следует считать возможность выполнять перечисленные операции тогда, когда трубопровод уже уложен в морское дно. В этом случае работа по укладке трубы и заглублению трубопровода после укладки разбивается на два независимых этапа, и таким образом обеспечивается большая технологическая гибкость. Более того, технология позволяет успешно решать и такую насущную проблему, как обеспечение защиты уже действующих трубопроводов.

Более 15 лет назад разработкой соответствующих систем защиты трубопроводов начала заниматься фирма SONSUB. В настоящее время в составе компании Saipem S.p.A. она отвечает за работы в морском секторе. Основная концепция обеспечения безопасности заключается в эксплуатации дистанционно управляемого оборудования, способного копать грунт под трубопроводом. Такая техника, перемещающаяся на приводных колесах или по путям, закрепленным на траншеекопательном инструменте, может различаться по видам и формам с тем, чтобы идеально соответствовать характеристикам грунта и требуемому контуру траншеи. Вынутый грунт откачивается из-под режущего инструмента, передается по специальной линии на борт обеспечивающего судна и затем засыпается обратно в траншею за точкой касания дна трубы внутри траншеи.

Примером успешной реализации подобной технологии может служить применение на Кашаганском нефтегазовом месторождении в Каспийском море комплексной системы T-Crab. В 2009 г. в рамках проекта «Кашаган» систему T-Crab (разработана в 2005 г., функционировала до 2009 г.) установили на правом борту траншеекопательной баржи TRB, укомплектованной двумя одинаковыми траншеекопателями и одной резервной всасывающей установкой. Система достигала верхней точки трубы (расстояние 1,8 м) за один проход. Все оборудование крепилось хомутами на трубе. Вынутый грунт поступал на борт, а затем подавался через рукав для обратной засыпки.

Два режущих инструмента геликоидальной формы, установленные на TRM в V-образный профиль (рис. 1), двигались по трубе и рыли вокруг нее траншею, а резервная всасывающая установка обеспечивала требуемое расстояние до верхней точки трубы и выполняла локальные восстановительные действия. Все установки подавали вынутый морской грунт на борт, откуда

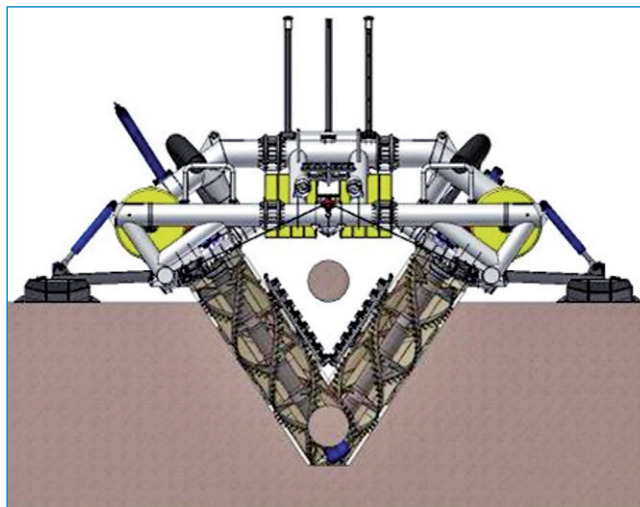


Рис. 1. Режущие инструменты траншеекопательного оборудования

он направлялся в рукав обратной засыпки, через который засыпался обратно в траншею за точку касания дна трубы внутри траншеи.

Модернизация системы одновременной выемки грунта для работы на мелководье

В дальнейшем проводились серьезные работы по оптимизации новой технологии выемки грунта. На замену барже TRB пришла новая специализированная траншеекопательная баржа Castoro 16 (рис. 2). На баржу установили один траншеекопатель на салазках с двумя режущими инструментами геликоидальной формы, предел досягаемости которых составляет 3,7 м (уровень дна траншеи). Перемещение траншеекопателя осуществляется при помощи приводной установки, специально разработанной с тем, чтобы обеспечить максимальное тяговое усилие на самом рыхлом грунте независимо от характеристик якорей баржи. Расчетные параметры тягового усилия были подтверждены на месторождении им. В. Филановского. Проходя по трубе и разворачивая свой режущий инструмент по сторонам трубы в V-образном профиле, траншеекопатель роет необходимую траншею за один проход. Другими словами, труба непрерывно укладывается в вырытую траншею. При этом для обеспечения целостности трубопровода и его загрузки в дальнейшем в пределах расчетных требований необходимо проводить анализ напряжений. Для соблюдения этих условий на барже Castoro 16 могут размещаться



Рис. 2. Траншеекопательное оборудование баржи Castoro 16

скользящие блоки плавучести, которые снижают напряжение вдоль троса до требуемого уровня.

За траншеекопателем идет всасывающая установка, которая представляет собой гусеничную машину, оборудованную двумя всасывающими рукавами для очистки дна траншеи. Кроме нее парк оборудования включает так называемую восстановительную установку, предназначенную для проведения ремонтных работ в случае обрушения стенок траншеи после прохода резервной всасывающей установки, для чего восстановительная установка определяет потенциально недостаточные расстояния до верхней точки трубы. Вынутый траншеекопателем грунт, откачанный резервной всасывающей установкой и восстановительной установкой, снова подается на борт с помощью трех грунтовых насосов общей производительностью 5000 м³/ч (разбавленный грунт) и направляется в рукав для обратной засыпки. После 2009 г. система обратной засыпки была существенно модернизирована: гидроуправляемая стрела-манипулятор теперь способна устанавливать диффузор непосредственно на верхней части траншеи, причем новый диффузор рассчитан таким образом, чтобы обеспечить низкую остаточную скорость частиц морского грунта для максимально возможного оседания грунта, снижения уровня выноса морского грунта за пределы траншеи и увеличения объема обратной засыпки. (На месторождении им. В. Филановского в 2013 г. (см. далее) объем обратной засыпки достиг 95 %.)

Последний агрегат, размещенный за восстановительной установкой в точке касания

и непосредственно перед диффузором рукава обратной засыпки, регистрирует в реальном времени глубину точки касания дна трубы. Система позволяет контролировать расстояние до верхней точки трубы и по необходимости мгновенно корректировать и настраивать рабочие параметры до начала обратной засыпки. Используя сложные алгоритмы, она способна прогнозировать и предлагать системные параметры для достижения целевых величин нижней точки трубы с учетом всех переменных данных, полученных на объекте.

Управление всеми рабочими параметрами установок и вспомогательного оборудования осуществляется дистанционно посредством человеко-машинного интерфейса. Кроме того, предусмотрено дистанционное управление режущим инструментом, конфигурациями всасывающих элементов и скоростью перемещения траншеекопателя и восстановительной установки.

В 2010 г. в Каспийском море началась эксплуатация обновленной технологии на базе Castoro 16. Система способна одновременно выполнять заглубление трубопроводов диаметром 0,3–0,71 м после их укладки и обратную засыпку на мелководье на глубине от 2 до примерно 20 м; максимальная производительность – более 2500 м/сут. Подача гидравлической энергии от системы на установки осуществляется с помощью 7 гидросиловых блоков общей мощностью 6,3 МВт. В системе используется 100%-но разлагаемое гидравлическое масло.

Аналогичная система на базе баржи Bautino 1 была создана в 2013 г. для работ на

мелководье глубиной от 1,3 м. Система комплектовалась одним траншеекопателем (аналогичным траншеекопателю системы T-Crab), одной восстановительной установкой и одной установкой для обратной засыпки. Рукав обратной засыпки не устанавливался на борту, а фиксировался на трубе. Система заглубляла трубопроводы за 2 прохода, достигая верхней точки трубы (расстояние 1,6 м) после 2-го прохода.

Рассматриваемые в настоящей статье системы обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными системами предварительной выемки грунта. Несомненно, способность одновременно выполнять заглубление трубопровода после его укладки и обратную засыпку обеспечивает высокую технологическую гибкость проведения работ, поскольку второй процесс не зависит от первого. Кроме того, данные системы позволяют заглублять трубопроводы, уложенные традиционными системами.

С точки зрения защиты трубопроводов следует отметить, что при использовании нового подхода период нахождения трубы в незаглубленном состоянии значительно уменьшается. С момента начала работ труба остается в неза-

глубленном состоянии в течение крайне ограниченного периода времени. Кроме того, в данном случае траншея гораздо уже по сравнению с минимально достижимой шириной при использовании стандартной процедуры рытья траншей. В большинстве классических случаев минимальная ширина экскаватора находится в пределах 80 м, особенно если экскаватор должен рыть для себя канал, чтобы выйти в мелководные акватории, тогда как узкая траншея наряду с одновременной высокоскоростной обратной засыпкой обеспечивают в дальнейшем надежную работу трубопровода.

Профиль сечения особо важен в том случае, когда необходимо учитывать экологические ограничения. При заглублении трубопровода после укладки объем вынутого грунта минимален, а высокое процентное содержание объема обратной засыпки является непосредственным показателем сокращенного до минимума уровня распыления грунта. В итоге обеспечиваются низкие уровни мутности, суспензионного шлейфа и соответственно более низкий уровень негативного воздействия на окружающую среду. Исчезает необходимость выполнять расчеты грунта, обеспечивать одностороннее отвалообразование и создавать участки удаления отходов.

Список литературы

1. DNV RP-F107. Risk assessment of pipelines protection / Ed. 2010.
2. HSE OTH 561. Health and safety executive – offshore report: guidelines for trenching design of submarine pipes.
3. DNV RP-F110. Global buckling of submarine pipelines. Ch. 8: Buried pipes, pipe cover design / Ed. 2007.
4. DNV RP-F109. On bottom stability design of submarine pipelines / Ed. 2010.
5. Whitehouse R. Scour at marine structures: a manual of practical applications / R. Whitehouse. – London: Thomas Telford Publications, 1998.

УДК 622.691.4

С. Фаббри, Ф. Каваллини, Р. Джоло, К.М. Спинелли

Система SIRCoS: ремонт трубопроводов на глубинах ниже уровня погружения водолазов

Ключевые слова:
подводный
трубопровод,
дефект,
безводолазный
ремонт,
дистанционно
управляемая
ремонтная система.

Keywords:
sea pipeline,
defect,
divingless repair,
remote-controlled
repair system.

В настоящее время наблюдается тенденция к увеличению количества эксплуатируемых глубоководных и сверхглубоководных морских нефтегазовых месторождений в удаленных районах, а также в потенциально неблагоприятных условиях окружающей среды. Вследствие этого монтаж и соответственно эксплуатацию подводных трубопроводов необходимо проводить на еще больших глубинах, где работы по обслуживанию и ремонту достаточно затруднительны, а использование узкоспециализированного дистанционно управляемого оборудования является обязательным условием. В 1990-х гг. в секторе морских газопроводов появились новаторские технические решения в области проектирования глубоководных трубопроводов, выходящие за рамки практики с точки зрения технико-экономического обоснования. Это положило начало эре сверхглубоких магистральных линий. Самое первое и неукоснительное требование, которому обязано удовлетворять перспективное проектирование, – соответствие жестким критериям безопасности, устанавливаемым международными стандартами. Кроме того, совершенствование применяемых материалов и методов прокладки приводит к повышению общего уровня надежности и эксплуатационной эффективности гигантских (большая протяженность, высокая пропускная способность) транспортных трубопроводов в течение всего срока их службы. Вместе с тем возможность удешевления материалов и монтажных работ, а также обеспечение длительной надежности трубопроводов зависят непосредственно от опыта и ноу-хау подрядчиков. Как показывают недавние и настоящие примеры поставки газа в Европу, в данном контексте подводные трубопроводы могут сыграть главную роль.

Подводные трубопроводы имеют стратегическое значение для воплощения проектов транспортировки газа по магистральным линиям. Крупные глубоководные газопроводы надежно эксплуатируются с 1980-х гг., при этом в связи с расширением сети международных и внутриконтинентальных газопроводов прогнозируется спрос на новые системы. В качестве примеров стратегических подводных газопроводов можно привести Трансмедитеранейский газопровод из Туниса в Сицилию (3 трубопровода диаметром 0,51 м и 2 трубопровода диаметром 0,66 м, 1980–1990-е гг.), более поздний «Зеленый поток» из Ливии в Сицилию (1 трубопровод диаметром 0,81 м, начало 2000-х гг.) и запущенный в эксплуатацию в 2011 г. Medgaz из Алжира в Испанию (1 трубопровод диаметром 0,61 м, построен в 2008 г.). Другие примеры можно найти в Черном море, где более 10 лет назад были проложены протяженные стратегические газопроводы «Голубой поток» (2 трубопровода диаметром 0,61 м, 2001–2002 гг.) [1], а сейчас строятся новые трубопроводные системы.

Таким образом, чтобы морской сектор газовой промышленности мог удовлетворять все более жестким условиям по прокладке трубопроводов в удаленных районах и требованиям по сохранению и защите окружающей среды, он должен постоянно совершенствовать проектные решения в части создания перспективных материалов и технологий. Разработка новой и надежной технологии монтажа на сверхбольших глубинах в условиях сложных рельефов морского дна – это основа, позволяющая обеспечить достоверное инженерное прогнозирование эксплуатационного поведения трубопровода в течение всего расчетного срока службы, а также выработку соответствующих мер для устранения экологических рисков.

Ремонт транспортного трубопровода под водой

Несмотря на достаточно высокий уровень безопасности современных морских трубопроводов, необходимо всегда принимать во внимание вероятные риски, поскольку природные явления или корабли могут стать причиной повреждения лежащего на дне трубопровода, тогда как внутренняя и внешняя коррозия потенциально способствует возникновению утечек из трубопроводов. Наиболее серьезные повреждения трубопроводы получают от судов и их оборудования. Воздействие якорей, сетей, траловых досок, упавшие контейнеры и корпуса морских грузовых, рыбопромысловых и вспомогательных судов, а также морские передвижные буровые установки – все это может стать причиной серьезных происшествий, дорогостоящего ремонта и замены и, прежде всего, существенных производственных потерь и негативного воздействия на окружающую среду. Подводные трубопроводы иногда пролегают по сложным с точки зрения геологических факторов районам морского дна, в том числе сейсмически опасным либо подверженным воздействию перемещающихся донных отложений. Оползни на морском дне могут сдвигать, повреждать и обнажать заглубленные трубопроводы.

Таким образом, вероятность повреждения трубопровода зависит от интенсивности активности на поверхности моря, например движения судов и другой деятельности человека, глубины, условий морского дна, а также от конструкции самого трубопровода, технологий прокладки траншей в местах прохождения трубопровода и т.д. На этапе строительства трубопровода на большой глубине возникают дополнительные риски повреждения, а именно развивающееся продольное растяжение труб, утечки во время гидравлических испытаний (как на основном металле, так и на кольцевом сварном шве). Для таких случаев должна быть предусмотрена абсолютно надежная быстродействующая ремонтная система, сертифицированная на соответствие основным нормам и стандартам. Наличие системы ремонта гарантирует операторам сокращение времени дорогостоящего простоя технологических систем (особенную важность этот фактор приобретает применительно к трубопроводным транспортным системам, состоящим из одной линии). Время простоя и сопутствующие произ-

водственные потери увеличиваются в удаленных районах, где могут присутствовать ограничения на проведение работ и где последствия повреждения усугубляются также опасностью негативного воздействия на окружающую среду. Кроме того, на больших глубинах или в неблагоприятных условиях окружающей среды работы с участием водолазов либо затруднены, либо невозможны вообще, и, соответственно, для таких работ необходима система ремонта, в основе которой лежат надежные и проверенные безводолазные технологии.

На практике встречаются следующие типовые повреждения глубоководных трубопроводов:

а) **локальные** – дефекты, которые можно устранить без замены поврежденного участка трубопровода посредством обычного покрытия (усиления) этого участка, т.е. установки вокруг него соответствующего механического компонента (хомута), действующего как заплатка;

б) **масштабные** – повреждения обширных участков трубопровода (размером от одного-двух наружных диаметров до сотен метров и более), ремонт которых возможен только посредством замены. В этом случае применимы такие технологии ремонта, как:

- сварка в атмосферной камере (в основном для малых/средних глубин);
- использование механических компонентов (концевых соединителей), устанавливаемых на концах трубопровода (для водолазных и безводолазных работ на любых глубинах);
- соединение двух веток трубопровода на поверхности моря (в необходимых случаях).

Независимо от метода ремонта для его проведения необходима следующая техника:

а) подводное оборудование для вскрытия заглубленных участков трубопровода, оборудование для подъема и транспортировки трубопровода, инструменты для обрезки и удаления покрытия, устройства для очистки и подготовки концов трубы, заглушки, используемые при выводе трубопровода из эксплуатации, изолировании и вводе в строй, а также один или нескольких рабочих подводных автономных аппаратов (рис. 1);

б) соответствующий технологический флот, в состав которого могут входить различные суда – от водолазных до крупногабаритных трубоукладочных или плавучих кранов.



Рис. 1. Рабочий подводный автономный аппарат с изолированным гидросиловым блоком

Система SiRCoS для ремонта подводных трубопроводов

Компания Saipem-Sonsub собственными силами разработала для итальянской нефтегазовой компании Eni дистанционно управляемую систему ремонта трубопроводов SiRCoS (*итал.* Sistema Riparazione Condotte Sottomarine), которая обеспечивает возможность проведения работ на сверхбольших глубинах, а также может использоваться в процессе строительства (прокладки) и эксплуатации (технического обслуживания) трубопровода. Система прошла испытания и аттестацию (сертификацию). Оригинальное технологическое решение обеспечивает очевидные преимущества операторам, работающим в сложных глубоководных условиях и удаленных районах, с точки зрения значительного снижения потенциальных угроз и сокращения косвенных убытков. Более высокий уровень безопасности на этапах проектирования и строительства трубопровода и технологически продвинутая система ремонта способствуют повышению степени готовности операторов к возможным внешним повреждениям трубопроводов.

SiRCoS представляет собой комплексную безводлазную систему ремонта трубопроводов, проложенных на средних и больших глубинах. Система позволяет осуществлять:

- монтаж муфты (хомута) на локальном повреждении;
- замену участка трубопровода в случае крупных повреждений.

В состав SiRCoS входит комплект оборудования, компонентов и инструментов, полностью готовых к устранению повреждений морских трубопроводов. Основные технические характеристики SiRCoS:

- максимальная глубина проведения ремонтных работ 2200 м;
- максимальный угол наклона дна 10° в поперечном направлении, 15° в продольном направлении (30° для ремонтного хомута/ремонтируемой муфты);
- видимость морского дна почти нулевая;
- диаметр трубопровода для системы соединения 0,51–0,81 м (типовой сертификат соответствия DNV на диаметры до 1,22 м);
- диаметр трубопровода для ремонтного хомута согласно типовому сертификату соответствия DNV на диаметры 0,46–1,22 м;
- диапазон толщин стенки трубы 17,4–41,0 мм;
- материал трубы: сталь марок X60–X70;
- удаление антикоррозионного и бетонного покрытия трубы толщиной до 100 мм.

Далее рассмотрены несколько компонентов и модулей в составе SiRCoS.

Ремонтные компоненты, предназначенные для починки каждого конкретного трубопровода, устанавливаются (несъемная установка) на поврежденном трубопроводе с целью восстановления его работоспособности.

В набор компонентов, необходимых для восстановления работоспособности трубопровода, входят:

- ремонтная муфта (хомут) для устранения небольших локальных повреждений (утечек и деформаций);
- катушка, используемая для замены участков трубопровода;
- концевые соединители.

Одна катушка и два концевых соединителя (именуемые системой соединения) – это минимальный комплект, устанавливаемый на трубопровод в случае сильного повреждения, требующего обрезки трубопровода.

Общее ремонтное оборудование – комплект оборудования и подводных модулей, предназначенных и необходимых для монтажа ремонтных компонентов. Комплект может использоваться на нескольких трубопроводных системах и включает:

- режущий инструмент (1 шт.);
- монтажный модуль (рис. 2) для ремонтных муфт, который сейчас дополняется новой

системой, рассчитанной на работу в неблагоприятных условиях окружающей среды, (1 шт.);

- монтажный модуль (рис. 3) для устройства запрессовки концевых соединителей (1 шт.);
- монтажный модуль (рис. 4) для ремонтной катушки (1 шт.);
- стыковочный модуль (2 шт.);
- инструмент (рис. 5) для удаления антикоррозионного покрытия и бетона (1 шт.);
- комплект акустического и метрологического оборудования (1 шт.);



Рис. 2. Монтажный модуль для ремонтных муфт (фотографии здесь и далее на рис. 3, 4, 8 сделаны во время испытаний в открытом водоеме)

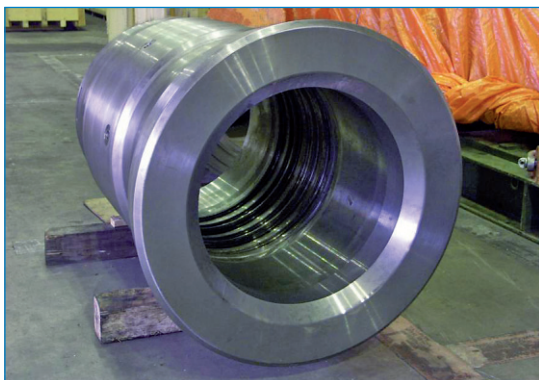


Рис. 3. Монтажный модуль для устройства запрессовки концевых соединителей (сверху) и концевой соединитель (снизу)



Рис. 4. Монтажный модуль для ремонтной катушки

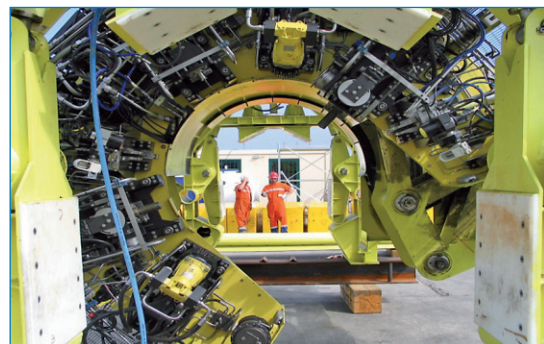


Рис. 5. Инструмент для удаления антикоррозионного и бетонного покрытий (фотографии здесь и на рис. 6 сделаны во время заводских испытаний)

- изолированный гидросиловой блок, работающий и питаемый от рабочего подводного автономного аппарата, для управления всеми модулями (2 шт.);
- H-образная опора (4 шт.) и зажим (2 шт.) для захвата и подъема участков трубопровода (рис. 6).

Запрессовочное устройство – это трубо-монтажный компонент для концевых соединителей (см. рис. 3).



Рис. 6. H-образные опоры для захвата и подъема труб

Принцип работы системы SiRCoS

Как правило, до начала фактического ремонта трубопровода проводится комплекс мероприятий по обследованию и планированию ремонта трубопровода, т.е. изучаются повреждения и состояние трубопровода с целью определения соответствующих последствий его дальнейшей эксплуатации. Заглушки для труб применяются при выводе трубопровода из эксплуатации и повторном вводе в эксплуатацию с целью создания изолирующего барьера, способного выдерживать перепад давлений, чтобы исключить попадание морской воды в трубопровод. К другим мероприятиям относятся планирование работ по выемке морского грунта и общая подготовка, включая расчет поведения трубопровода в ходе всего комплекса работ, в том числе подъема и транспортировки трубопровода [2].

Процедура ремонта локальных повреждений под водой имеет подготовительный этап – установку ремонтного хомута либо ремонтной муфты (рис. 7 и 8), предусматривающий следующие операции:

- подъем сплошного трубопровода с повреждением с помощью двух подъемных захватов;
- удаление бетона и антикоррозионного покрытия;
- монтаж ремонтного хомута или ремонтной муфты;
- подачу питания на ремонтный хомут (ремонтную муфту) и проверку правильности монтажа;

- опускание трубопровода и подъем грузоподъемных и вспомогательных устройств.

В случае локальных повреждений (ремонт, не предполагающий обрезки трубы) специальные подъемные захваты опускаются на морское дно и устанавливаются в соответствующих точках трубопровода для подъема поврежденного участка. В результате подъема состояние трубопровода может быть нарушено. Поэтому, чтобы создать зазор, необходимый для установки ремонтного хомута (муфты), следует произвести выемку морского грунта. Для монтажа ремонтного хомута необходимо удалить антикоррозионное покрытие (в местах уплотнений по минимуму) и бетон (если таковой имеется), используя специальный модуль – инструмент для удаления покрытия, способный удалять максимально 100 мм бетона и покрытия без повреждения поверхности стальной трубы (см. рис. 7).

После удаления покрытия можно устанавливать ремонтный хомут (см. рис. 8), поставить уплотнения и провести испытания на герметичность. Если характер повреждения требует дополнительного укрепления арматуры, ремонтный хомут можно залить специальным двухкомпонентным бетоном, чтобы заполнить существующий зазор между стенкой трубопровода и внутренней поверхностью муфты. Затем подъемные захваты снимаются, после чего трубопровод может снова эксплуатироваться при максимально допустимом рабочем давлении.

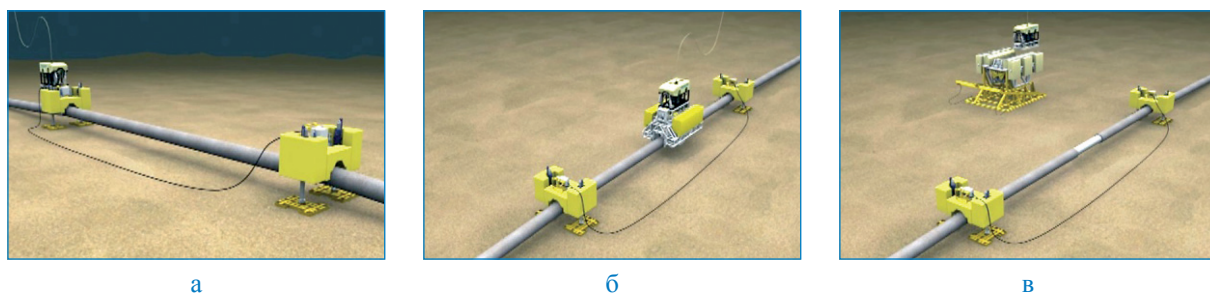


Рис. 7. Рабочие этапы установки ремонтной муфты

(изображения здесь и далее на рис. 9 – кадры анимационного ролика):

а – подъем трубы; б – удаление бетона и покрытия; в – установка на морском дне модуля, предназначенного для размещения и монтажа ремонтного хомута либо ремонтной муфты

Процедура **подводного ремонта масштабных повреждений** (рис. 9) включает следующие основные этапы:

- подъем участков трубопровода с помощью четырех Н-образных опор (см. рис. 9а);
- обрезку и удаление поврежденного участка трубопровода (см. рис. 9б);
- удаление бетона (см. рис. 9в; *примечание:* подготовки концов трубы и удаления антикоррозионного покрытия не требуется);
- монтаж концевых соединителей (см. рис. 9г);
- размещение и монтаж катушки с помощью монтажного модуля (см. рис. 9д).

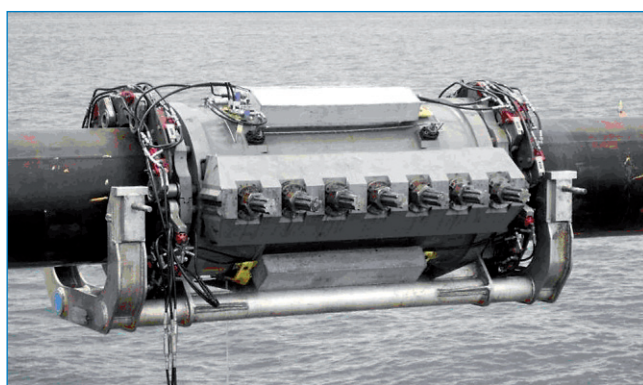


Рис. 8. Ремонтный хомут, установленный на поврежденном участке трубопровода

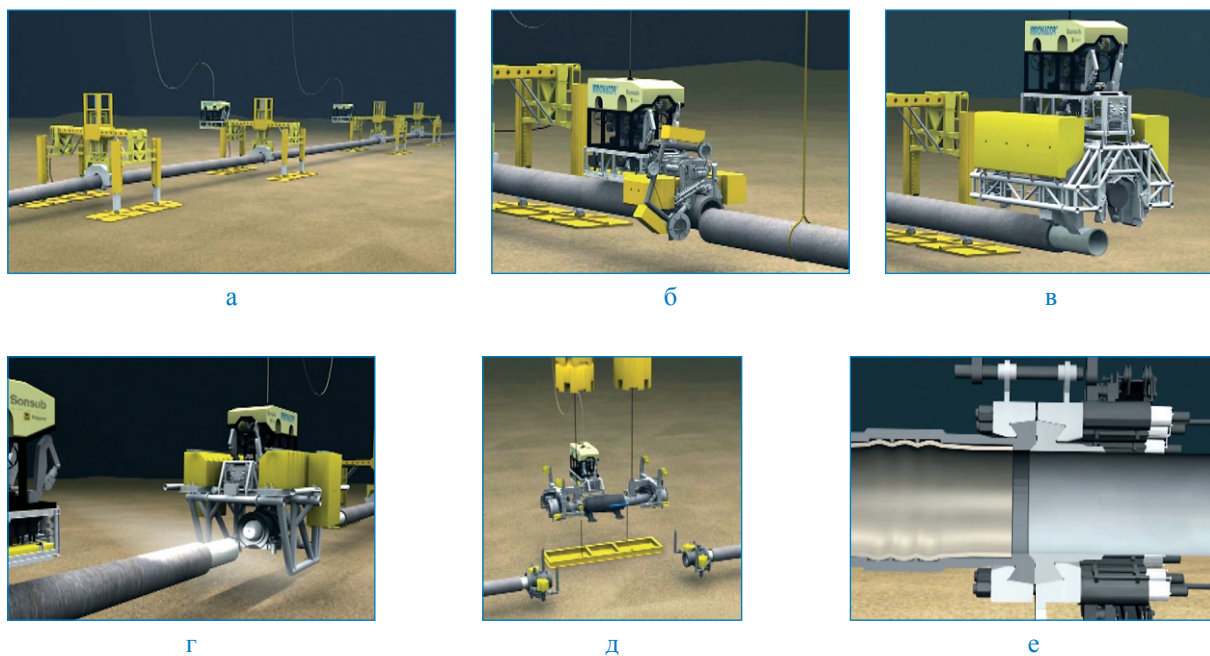


Рис. 9. Рабочие этапы ремонта крупного повреждения:

а – подъем трубы с помощью четырех Н-образных опор; б – обрезка трубы; в – удаление бетонного покрытия; г – монтаж концевых соединителей; д – монтаж ремонтной катушки; е – закрытие фланца

Подъем трубы. В случае серьезного повреждения (ремонт предполагает обрезку трубы) четыре Н-образные опоры размещаются на морском дне и устанавливаются на трубопроводе для подъема поврежденных участков. По сравнению с опорами, применяемыми для монтажа ремонтного хомута, эти опоры выдерживают большую рабочую нагрузку и устанавливаются с большим шагом (см. рис. 9а). Опоры рассчитаны на высокую нагрузку, возникающую при обрезке трубы, и должны обеспечивать правильную центровку концов трубы перед обрезкой, чтобы провести надлежащий монтаж катушки. Они способны захватывать трубу и поднимать ее на определенную высоту для выполнения следующих этапов ремонта. В зависимости от свойств морского дна Н-образные опоры могут быть укомплектованы различными донными плитами и юбками, а также заборными сваями. Четыре Н-образные опоры позволяют равномерно распределять вес поднимаемой трубы на длинном участке, исключая перенапряжение трубопровода и риск возникновения новых повреждений.

Обрезка трубы. Режущий инструмент снабжен алмазной режущей проволокой, позволяющей легко и быстро резать толстостенные трубы, а высокая прочность Н-образных опор помогает предотвратить любое смещение трубы (см. рис. 9б).

Монтаж и запрессовка концевых соединителей. Подготовка концевого соединителя осуществляется на привлекаемом судне. После подготовки соединитель устанавливается на специальном модуле, также оборудованном запрессовочным устройством (см. рис. 3). После установки этого модуля на морском дне рабочий подводный автономный аппарат подводит модуль и начинает процесс монтажа концевых соединителей. Постоянное соединение между концевым соединителем и концом трубы обеспечивается за счет запрессовки, при этом запрессовочное устройство с использованием морской воды создает давление внутри герметичной запрессовочной камеры. Таким образом стенка трубы (постоянно) пластически деформируется на «зубчатом профиле» внутренней поверхности концевого соединителя, а сам соединитель подвергается упругому расширению (см. рис. 9г). Правильность монтажа подтверждается в процессе испытаний на герметичность. Затем выполняется аналогичная операция на втором

конце трубы, после чего трубопровод можно соединять с помощью катушки.

Использование катушки. Благодаря массе этого компонента (для трубы наружным диаметром 0,81 м и толщиной 30 мм она может составлять примерно 50 т) для монтажа катушки необходима подъемная сила. Упомянутый рабочий подводный автономный аппарат выполняет монтаж между двумя ранее установленными концевыми соединителями (см. рис. 9д). Телескопическая катушка монтируется на соответствующем расстоянии между двумя концами трубы, удлиняя ее центральную секцию и обеспечивая тем самым требуемый зазор между концевым соединителем и фланцевым концом катушки. На последнем этапе концевой соединитель и катушку с двух сторон соединяют посредством фланцев, фиксируемых болтами, которые затягивают ключами с гидравлическим приводом (см. рис. 9д). После полного закрытия фланцев центральная секция катушки запрессовывается в холодном состоянии (используется тот же метод, что и для запрессовки концевых соединителей в концы трубы, но в данном случае в отсутствие запрессовочного устройства внутри), чтобы зафиксировать длину катушки.

Программа комплексных испытаний и аттестации системы SiRCoS

Основная часть работ в рамках испытаний и аттестации была посвящена определению нагрузки на соединение «металл–металл» и его герметичности, достигаемой за счет сверхвысокого давления воды (около 200 МПа) внутри запрессовочного устройства (холодная запрессовка). Проведены:

- лабораторные испытания;
- полномасштабные испытания уменьшенных образцов концевых соединителей;
- полевые испытания на мелководье;
- испытания для получения сертификата соответствия DNV.

Все вышеперечисленные процедуры были определены как обязательные для обеспечения абсолютной надежности системы ремонта, поскольку на глубине уже нет функциональных возможностей исправлять недоработки (потеря давления или снижение нагрузочной способности).

Лабораторные испытания. Концы трубы запрессовываются в концевые соединители, благодаря чему через соединение «металл–металл» создаются герметичное уплотнение и нагрузоч-

ная способность. Поскольку механическое соединение отремонтированного участка с существующей линией обеспечивается посредством запрессовки, степень пластической деформации материала магистральной трубы чрезмерно высока: во время запрессовки в концевой соединитель магистральная труба подвергается сильной локальной пластической деформации, при этом величины пластической деформации изменяются после сужения, что устанавливается по результатам измерений в ходе обычных испытаний на растяжение. Стандартный метод определения механических величин не позволяет провести исследования характеристик прессованного материала трубы и его поведения в условиях высокой пластической деформации. Вместе с тем некоторые технические ограничения работы в условиях высокой пластической деформации трубопроводов (например, изложенные в документе DNV OS-F101 [3]), предназначенные для применения при особых обстоятельствах (в частности, при укладке подводного трубопровода с барабана), в данном случае могут быть излишними. Разработана методика испытаний, позволяющая определить поведение материала при высокой деформации, а также запрессованного и искусственно состаренного материала трубы. Кроме того, с целью оценки деформации материала трубы после сужения в сравнении с деформацией во время запрессовки и определения критической деформации при повреждении материала проводились испытания на растяжение по специальной методике (комбинированная обработка результатов специальных измерений в том числе методом конечных элементов).

Для определения возможностей пластической деформации эластичного материала в интересующем диапазоне проводились стандартные испытания на изгиб продольного сварного шва [4]. Кроме того, тело трубы и сварной шов прошли нестандартные испытания на растяжение, специально разработанные итальянской компанией CSM (Centro Sviluppo Materiali), вместе со специальными оптическими измерениями (расчеты проводились методом конечных элементов). Согласно требованиям DNV проведена детальная оценка поведения материала во время запрессовки по технологии SiRCoS «металл–металл», а также возможности сохранения остаточных эффектов, в том числе остаточного напряжения, на высоконапряженном участке деформированного материала трубы после запрессовки.

С учетом того, что стандартные испытания на растяжение позволяют получить репрезентативные данные о поведении материала только до момента его сужения, помимо испытаний на изгиб, проводились нестандартные испытания на растяжение. Чтобы охарактеризовать поведение материала при более высоких по сравнению с равномерным удлинением растягивающих напряжениях, использовалась оптическая система измерения деформации [5]. Это позволило выполнить локальные измерения деформации, возникшей на суженном участке, с помощью утвержденной методики измерения деформации в процессе анализа изображений, основанной на цифровой корреляции спекл-изображений. Наряду с этим методом конечных элементов была рассчитана общая кривая пластической деформации после сужения, что позволило получить более информативную зависимость действительных значений растяжения материала от значений приложенного растягивающего напряжения.

Полномасштабные испытания на уменьшенных образцах концевых соединителей. По завершении этапа проектирования успешно проведена обширная экспериментальная работа. С целью валидации (оценки достоверности) аналитических расчетов и методов проектирования проводились полномасштабные испытания для подтверждения расчетных характеристик концевых соединителей под давлением и комбинированной нагрузкой (рис. 10).

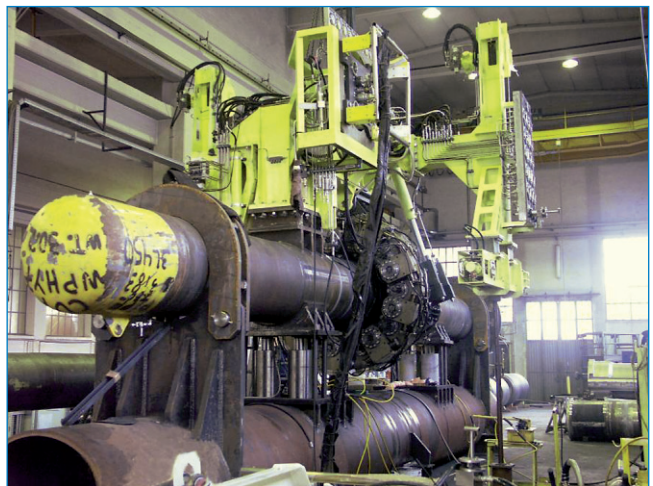


Рис. 10. Фланцевое соединение между катушкой и концевым соединителем на испытаниях под нагрузкой (комплексные испытания на изгиб, растяжение/сжатие и испытания давлением)

Полевые испытания на мелководье.

Летом 2007 г. система SiRCoS впервые введена в эксплуатацию для того, чтобы на глубине продемонстрировать возможности и функциональные характеристики компонентов основных систем при проведении монтажа ремонтных компонентов (ремонтного хомута, концевой соединителя и катушки) на участках трубопровода, проложенного в порту г. Триеста. Несмотря на то что система эксплуатировалась на мелководье, были воспроизведены все условия реального ремонта без участия водолазов, а также для проверки эффективности резервных функций смоделирован выход из строя основных систем.

Во время испытаний на мелководье успешно проведены следующие операции:

- ремонтный хомут устанавливался на участках трубопровода, расположенных горизонтально и под углом 30°; полное закрытие было достигнуто затяжкой болтов, затем проведены испытания на герметичность, отсоединение хомута и его подъем на поверхность;

- запрессовочное устройство и концевой соединитель устанавливались на концы труб, расположенных горизонтально и под углом 15° вверх и вниз; проверена запрессовка конца трубы в концевой соединитель, проведены испытания соединения между трубой и концевым соединителем на герметичность и его отсоединение и возврат на поверхность вместе с запрессовочным устройством;

- для моделирования возможных нештатных ситуаций катушка устанавливалась между двумя концами трубы с соединителями; соединение было удлинено, чтобы торцевые фланцы вошли в контакт с соединителями, кольца, закрывающие фланцы, затянуты, фланцевые соединения прошли испытания на герметичность; затем фланцевые соединения были снова открыты и катушка возвращена на поверхность;

- бетонное покрытие (толщиной 100 мм) удалялось с помощью фрезерного инструмента, а антикоррозийное покрытие (полиуретан) на нескольких образцах трубы – щетками; кроме того, проводилась проверка целостности стальной поверхности после удаления покрытия.

Сертификация. После технической оценки и ряда полномасштабных испытаний под нагрузкой, продемонстрировавших, что возможности системы соединения превосходят требо-

вания, установленные для данных трубопроводов, технология соединения на основе холодной запрессовки конца трубы в концевой соединитель прошла сертификацию в DNV.

Технология холодной запрессовки позволяет не принимать в расчет глубину. Характеристики системы SiRCoS превосходят характеристики предшествующих систем ремонта. Кроме того, впервые соответствующая технология сертифицирована DNV на соответствие наиболее жестким действующим стандартам и рекомендуемым для ремонтных работ нормативам (DNV OS-F101 и DNV RP-F113 [6]).

По результатам технической оценки классификационное общество DNV выдало Сертификат об утверждении типа системы соединения и ремонтного хомута.

Многолетний практический опыт Eni и Saipem-Sonsub в области ремонта морских трубопроводов, создавая предпосылки для будущих проектов на сверхбольших глубинах, позволил компаниям сегодня разработать, испытать, аттестовать и вывести на рынок комплексную безводолазную систему ремонта подводных трубопроводов SiRCoS, способную функционировать в неблагоприятных условиях окружающей среды. В состав системы входит универсальный набор модулей, предусмотренных для работы в широком диапазоне диаметров трубопровода. Уникальным преимуществом SiRCoS является технология соединения металлических элементов холодной запрессовкой, специально разработанная для конкретных диаметров трубопровода и укомплектованная стандартным подъемно-транспортным и вспомогательным оборудованием. SiRCoS рассчитана на работу со стандартными рабочими подводными автономными аппаратами и обеспечивающими судами и создает условия для регулярных проверок и техобслуживания трубопроводов. Система может быть введена в эксплуатацию в максимально сжатые сроки. Подобный интегрированный подход представляется наилучшим решением, гарантирующим максимально возможное сокращение периода между появлением повреждения на трубе и возобновлением работы отремонтированной линии при одновременной оптимизации экономических и технических факторов. Система SiRCoS может эксплуатироваться на сверхбольших глу-

бинах (до 2200 м) в неблагоприятных условиях окружающей среды (нулевая видимость, наклонное морское дно). Диапазон допустимых для системы диаметров труб составляет 0,51–0,81 м (могут обрабатываться также более крупные диаметры), толщина стенки трубы – до 40 мм. Компания Epi обладает уникальной запатентованной технологией ремонта, получившей сертификаты соответствия наиболее известного морского технического классификационного общества (DNV) OS-F101 [3], RP-F113 [6] (ремонт подводных трубопроводов) и RP B402 (устройство катодной защиты).

Система ремонта SiRCoS удобна в использовании благодаря модульной конструкции. Правильный выбор ремонтных материалов и удачные эксплуатационные решения позволяют применять SiRCoS в суровых условиях окружающей среды. Кроме того, система способна интегрировать новые решения, что помогает расширить область применения специализированных транспортных трубопроводов.

Авторы выражают признательность специалистам компаний Retacut, Aquasystem и CSM за поддержку на протяжении всего периода работы в рамках проекта.

Список литературы

1. Bianchi S. The Blue Stream project // 5th Offshore Mediterranean Conference: proceedings. – 2001.
2. Kiefner J.F. Guidelines for lowering pipe while in service / J.F. Kiefner, T.A. Wall, N.D. Ghadiali, K. Prabaht, E.C. Rodabaugh – Columbus, Ohio: ASME, Battelle Institute, 1985.
3. Offshore Standard DNV OS-F101. Submarine pipeline system. – Oslo, Norway: Det Norske Veritas. Chp. 4, 2007.
4. Mannucci G. Evaluation of material response subjected to high plastic deformation when forged into Saipem submarine repairing system / G. Mannucci, G. Malatesta, R. Brandi, C.M. Spinelli. – ISOPE, 2008.
5. Amodio D. Digital speckle correlation for strain measurement by image analysis / D. Amodio, G.N. Broggiato, F. Campana, G.M. Negaw. – Experimental Mechanics. – 2003. – V. 43. – №. 4. – P. 396–402.
6. Recommended Practice DNV RP-F113. Pipeline subsea repair. – Oslo, Norway: Det Norske Veritas, 2007.

УДК 550.8

Г.С. Казанин, Г.И. Иванов, А.Г. Казанин, А.С. Васильев, Е.С. Макаров

Экспедиция «Арктика-2014»: комплексные геофизические исследования в районе Северного полюса

Ключевые слова: Северный полюс, Арктическая зона РФ, обоснование внешних границ континентального шельфа, оценка перспектив нефтегазоносности, проект «Арктика-2014», геологоразведка, сейсморазведка.

Keywords: North Pole, the Arctic zone of Russian Federation, substantiation of continental sea shelf external borders, assessment of the oil-and-gas bearing capacity, the «Arctic-2014» project, geological survey, seismic prospecting.

В соответствии с «Основами государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 г. и дальнейшую перспективу» в число важнейших стратегических задач социально-экономического развития Арктической зоны Российской Федерации и укрепления национальной безопасности, наряду с защитой государственной границы, включено разграничение морских пространств Северного Ледовитого океана (СЛО). Аналогичные цели обозначены и в «Стратегии развития морской деятельности России до 2030 г.». Поэтому в рамках проекта «Арктика-2014» для ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (ОАО «МАГЭ») в качестве первоочередной задачи предусматривалось проведение геолого-геофизических, гидрографических, картографических и других работ по подготовке материалов для обоснования внешних границ континентального шельфа Арктической зоны РФ.

В предшествующие годы (2010–2012 гг.) при сотрудничестве с рядом организаций выполнен значительный объем гидрографических и комплексных геофизических работ. Полученные результаты [1–5] оказались весьма информативными, однако они, как это нередко бывает в геологической науке, поставили новые вопросы, которые потребовали проведения дальнейших детальных исследований.

Создание МАГЭ в 1972 г. положило начало систематическому изучению геологии морей российского сектора Арктики в первую очередь с точки зрения оценки его нефтегазового потенциала. В настоящее время компания владеет специализированными научно-исследовательскими судами, прошедшими модернизацию: «Геолог Дмитрий Наливкин», «Профессор Куренцов», «Геофизик». В 2013 г. введено в строй новое специализированное геофизическое судно «Николай Трубятчинский», оснащенное твердотельной косой длиной 12 км, однолучевым эхолотом Simrad EA600 (38/200 кГц), а также многолучевыми эхолотами SeaBat 7160 (50 кГц) для глубин до 3000 м и SeaBat 7125-SV2 (200/400 кГц) для глубин до 500 м [1].

Методика

Несмотря на производственно-технологические трудности из-за введения санкций, а также крайне сложную ледовую обстановку в море Лаптевых и Карском море, в особенности в прибрежной части Ямала, МАГЭ удалось выполнить все намеченные планы в рамках проекта «Арктика-2014». На рис. 1 обозначены основные объекты, на которых экспедиция в 2014 г. выполняла бюджетные работы. Как видно, работы охватывали весь Арктический шельф, включая континентальный склон Восточно-Сибирского моря. Экспедиция впервые вышла на континентальный склон Восточно-Сибирского моря с 8-километровой 648-канальной сейсмической косой. Были получены первые обнадеживающие результаты. В целом, компания выполнила двухмерную сейсморазведку методом отраженных волн способом общей глубинной точки (МОВ ОГТ 2D) более чем 31 тыс. км (16 тыс. км – на бюджетные средства, 15 тыс. км – на средства недропользователей) и трехмерную сейсморазведку около 9 тыс. км², что составило больше половины (59 %) программы 3D-сейсморазведочных работ, проводимых в водах РФ. Работы, выполненные в 2014 г., охватили практически весь Арктический шельф: Карское море, море Лаптевых, Восточно-Сибирское море.

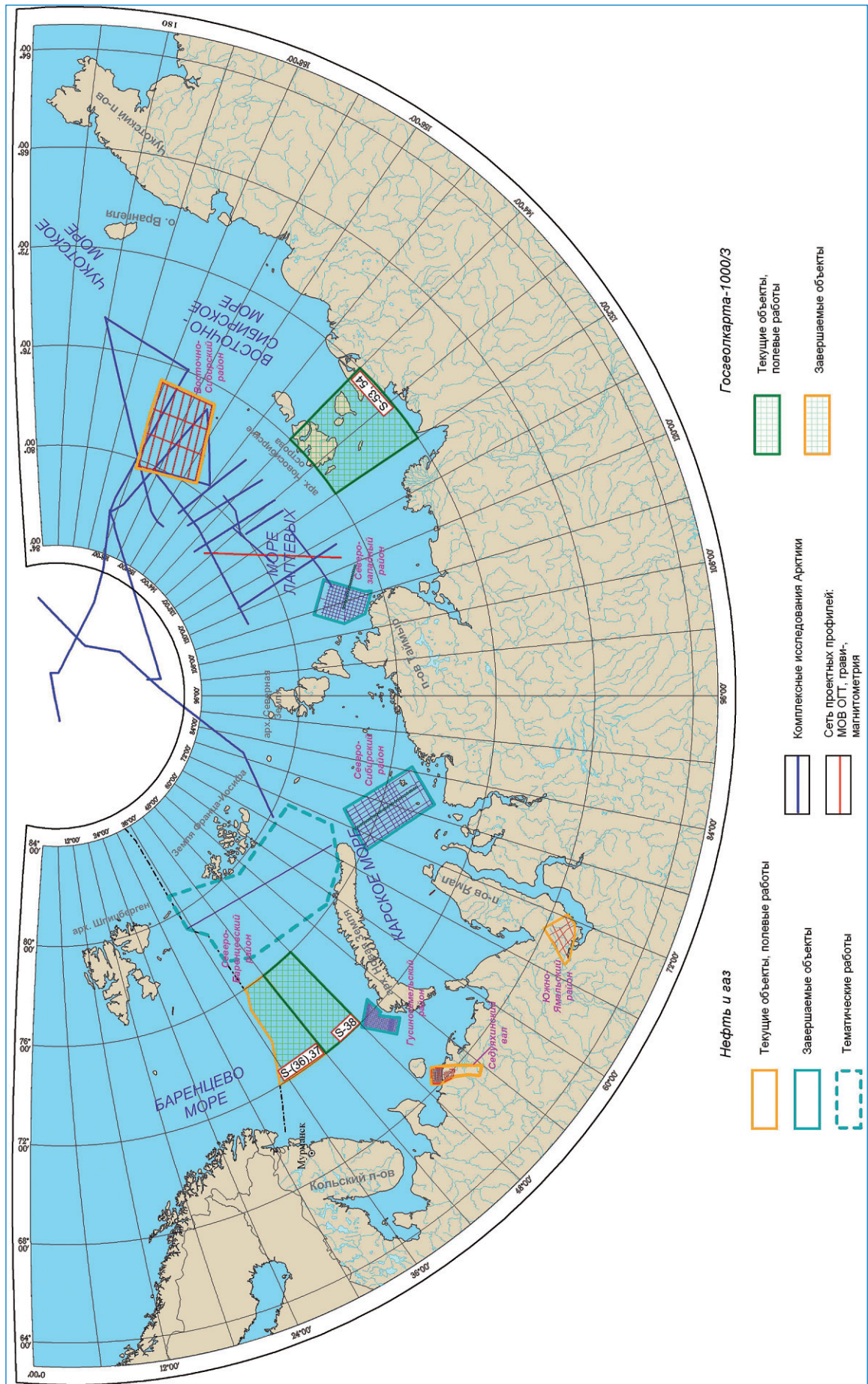


Рис. 1. Обзорная схема геолого-геофизических работ ОАО «МАГЭ» в 2014 г.

Главной задачей проекта «Арктика-2014», отличающей эту экспедицию от всех предыдущих, являлось выполнение комплексных геофизических работ по созданию геолого-геофизической основы оценки перспектив нефтегазоносности региона. В настоящее время ни одна организация в России не способна выполнить весь объем подобных работ самостоятельно. В связи с этим создан альянс квалифицированных организаций-соисполнителей, координация которых поручена ОАО «МАГЭ» как головному предприятию, накопившему в ходе реализации работ в арктических и дальневосточных морях РФ значительный опыт успешного руководства коллективным выполнением комплексных проектов [6].

В процессе работ решались следующие задачи: выявления геолого-структурных связей осадочных бассейнов присклонового прогиба Вилькицкого и прилегающей котловины Подводников с мелководным шельфом восточно-сибирских морей; определения конфигурации и размеров осадочных бассейнов, мощности и структуры осадков и структуры земной коры; определения мощности осадочного чехла на отдельных участках котловин Амундсена, Нансена, Макарова, Подводников II; изучения рельефа морского дна по всем маршрутам съемки. Район исследований охватывает как глубоководную, так и мелководную часть Арктического бассейна. Основными положительными структурами в глубоководной части являются хребет Гаккеля, хребет Ломоносова и поднятие Менделеева, которые разделяют котловины Нансена, Амундсена и Подводников.

В состав экспедиции «Арктика-2014» вошли научно-экспедиционное судно «Академик Федоров» и научно-исследовательское судно «Николай Трубятчинский» при поддержке атомного ледокола «Ямал». Судно «Академик Федоров» было специально переоборудовано для выполнения подледной сейсморазведки. Работы выполнялись с июля по октябрь 2014 г. В экспедиции принимали участие практически все постоянные члены экспедиций в Северный Ледовитый океан:

- организация, планирование работ, обеспечение, общее руководство полевыми работами, непосредственно сейсморазведочные работы осуществлялись ОАО «МАГЭ»;
- экспресс-обработку и контроль качества сейсмического материала обеспечива-

ли ОАО «МАГЭ», ВНИИ «Океангеология», ООО «Моргеонац», ОАО «Севморгео»;

- навигационно-гидрографическое обслуживание, проведение многолучевой батиметрической съемки, гравиметрических работ, предварительную обработку батиметрических, гравиметрических, навигационных данных выполняли ОАО «ГНИНГИ» и ЗАО «Гидро-Си»;
- водолазные работы обеспечивала компания ООО «Балтийский Проект»;
- эксплуатацией судна «Академик Федоров» и оказанием услуг по гидрометеорологическому обеспечению рейса занималось ФГБУ «ААНИИ»;
- за ледокольное обеспечение (ледокол «Ямал») отвечало ФГУП «Атомфлот»;
- авиационную ледовую разведку обеспечивало ЗАО «Авиакомпания Конверс Авиа».

Для подледной сейсморазведки в арктических условиях МАГЭ разработала собственный аппаратный комплекс и инновационную технологию подледной съемки (IPD). Устройство ледовой защиты для буксировки забортного сейсмооборудования судна находится сейчас на стадии патентования.

Система заглубления сейсмического оборудования – ледовая защита – позволяет выполнять работы в сложных ледовых условиях и буксировать оборудование подо льдом. Большая часть работ проходила во льдах сплошностью 9–10 баллов и толщиной до 160 см. На некоторых профилях встречались двухлетний лед толщиной до 240 см и торосы до 4 м. Зачастую ледокол «Ямал» сначала пробивал себе дорогу, а после возвращался и пробивал дорогу для «Академика Федорова». Тем не менее работы были выполнены.

Сейсмические работы МОВ ОГТ выполнялись в двух вариантах – с приемным устройством длиной 4500 м (с жидким наполнителем) и с твердотельной косой 600 м – в сочетании с зондированием методами отраженных и преломленных волн (МОВ–МПВ). Кроме того, был отработан профиль глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ). Для регистрации сейсмического сигнала использовалась цифровая 24-битовая коса Sercel Seal. В зависимости от длины косы число каналов варьировалось от 48 до 360. Каждая группа имела 16 гидрофонов GeoPoint Export. Расстояние между пунктами возбуждения колебаний составляло 50 м, шаг дискретизации – 2 мс, длина записи – 12 с. Точность планово-высотной привязки

пунктов физических наблюдений оказалась не хуже ± 10 м (1 % глубины). Глубина буксировки приемного устройства менялась в зависимости от ледовых условий в пределах 10–15 м, местами достигала 20 м. В качестве источников возбуждения использовались группы пневмоисточников Bolt 1500 и Bolt 1900/8500 APG объемом 0,021 м³.

Для определения скоростных характеристик основных границ в осадочном чехле и построения скоростной модели в комплексе с работами МОВ ОГТ выполнялись сейсмические работы МОВ–МПВ с применением радиотелеметрической системы сбора сейсмических данных ВОХ и плавающего модуля телеметрического сейсмического комплекса ВОХ с гидрофоном MP-24L3 (GeoSpace). Шаг дискретизации составил 4 мс, расстояние между зондированиями – не более 50 км. Длина годографа равнялась 15–25 км при длине записи 8–12 с.

Для выполнения ГСЗ использовался модернизированный аппаратный комплекс, состоящий из самовсплывающих автономных донных сейсмических станций с многокомпонентной цифровой регистрацией сейсмического сигнала (АДГС-2М, АДСС-5000), сейсмического низкочастотного пневматического источника СИН-6 и бортовых устройств управления. Подрыв на профилях выполнялся по времени каждые 150 с: шаг дискретизации – 8 мс, длина сейсмической записи – 60 с.

Для площадного изучения рельефа дна вдоль профилей использовался многолучевой эхолот EM122 (1×2°) и резервный однолучевой эхолот EA 600 (12 кГц) норвежской фирмы Kongsberg Maritime AS. Дополнительную информацию о верхней части разреза и рельефе дна получали профилографом TOPAS PS 18 (18 кГц).

Гравиметрическая съемка в рейсе осуществлялась одновременно двумя мобильными гравиметрами: «Чекан-АМ» и гравиметрическим комплексом «Шельф-Э». Перед началом работ были проведены все необходимые подготовительные работы, в том числе откалиброваны оба гравиметра. В г. Наантали (Финляндия) перед началом и по окончании рейса выполнялись опорные гравиметрические наблюдения.

Результаты

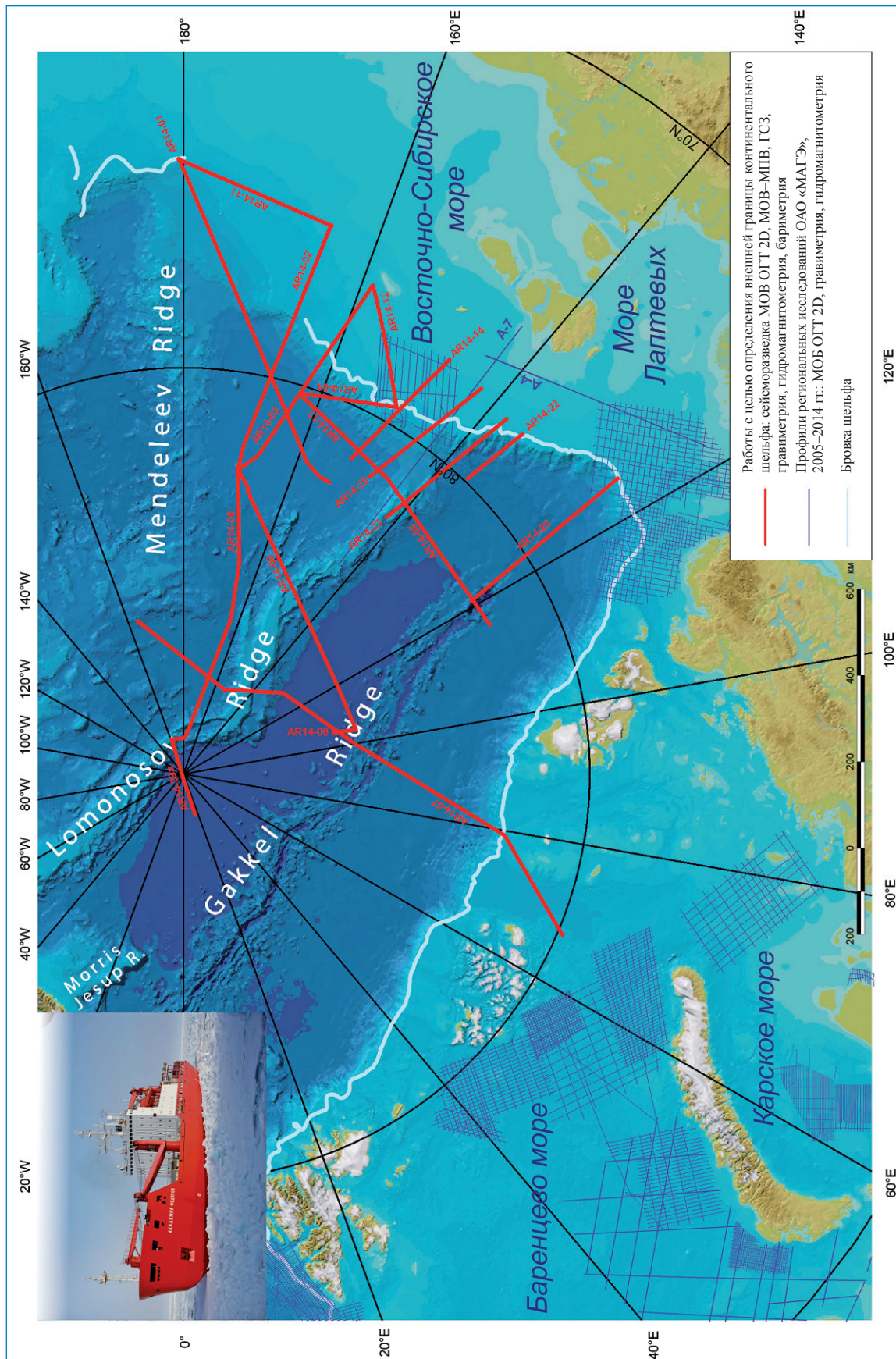
Общий объем комплексной гидрографогеофизической съемки составил более 10 тыс. км (рис. 2). Комплекс работ включал сеймораз-

ведку МОВ ОГТ (работу с 600-метровой косой в сочетании с зондированиями МОВ–МПВ в объеме 3373,200 км и работу с 4500-метровой косой в объеме 5596,950 км), съемку рельефа дна и гравиметрическую съемку. Дополнительно к этому выполнена съемка 1165,900 км рельефа дна в комплексе с гравиметрической съемкой.

Контроль качества данных подтверждает пригодность сейсмического материала МОВ ОГТ 2D для решения поставленных геологических задач: поверхность акустического фундамента и отражающие границы в осадочной толще прослеживаются на большей части разрезов уверенно и непрерывно. Впервые в мире удалось пересечь Северный полюс со всем комплексом геофизических работ (сеймика МОВ ОГТ, ОГТ МПВ, гравика, локация бокового обзора) (см. рис. 2). Если А.Н. Чилингарову в свое время удалось только взглянуть с борта глубоководного обитаемого аппарата «Мир» на поверхность океанского дна в районе Северного полюса, то экспедиция «Арктика-2014» пошла дальше: непрерывно «просветила» дно на 4–5 км и попыталась «увидеть» нефтяные залежи. В настоящее время продолжается обработка полученного материала.

Необходимо подчеркнуть, что впервые в районе полюса выполнены комплексные геофизические исследования, включавшие сейморазведку МОВ ОГТ (при работе с 600-метровой косой в сочетании с зондированиями МОВ–МПВ), съемку рельефа дна и гравиметрическую съемку, силами исключительно российских специалистов на основе разработанного в ОАО «МАГЭ» инновационного геофизического комплекса. Специальное оборудование для подледной сейморазведки разработано, изготовлено ОАО «МАГЭ» и установлено на НИС «Академик Федоров». Общий объем исследований составил более 10000 км.

За всеми соответствующими геологическими открытиями и техническими решениями стоит упорный труд коллектива МАГЭ – каждого из 530 сотрудников Морской арктической геологоразведочной экспедиции [7]. Выполненные в экспедиции в ОАО «МАГЭ» в 2014 г. комплексные геофизические исследования позволили существенно усилить аргументацию Российской Федерации при обосновании внешней границы континентального шельфа. В частности,



предварительный анализ временных разрезов МОВ ОГТ позволил увязать стратификацию осадочного чехла мелководных шельфов Восточно-Сибирского и Чукотского морей и стратификацию в глубоководной котловине Подводников. На качественном уровне была принята генеральная концепция новой стратификации, которая будет представлена в заявке РФ в Комиссию по континентальному шельфу. Впервые были проведены сейсмические исследова-

ния МОВ ОГТ по прямолинейным профилям в одном из самых труднодоступных районов Арктики – котловине Макарова. Это позволило подтвердить ранее высказанную идею российских ученых о рифтогенной природе этой котловины. Информация о скоростях сейсмических волн в осадочном чехле, полученная в экспедиции в результате зондирований МОВ–МПВ, позволит корректно построить глубинные разрезы вдоль отработанных профилей.

Список литературы

1. Алексеев С.П. Батиметрические исследования ОАО «ГНИНГИ» в центральной части Арктики / С.П. Алексеев, А.Ф. Зеньков, С.Б. Курсин, К.Г. Ставров // Навигация и гидрография. – 2010. – № 30. – С. 9–17.
2. Алексеев С.П. Гидрографические исследования в Центральном Арктическом бассейне на надводном судне в интересах обоснования внешней границы континентального шельфа России / С.П. Алексеев, И.Ф. Глумов, А.А. Ледовских, К.Г. Ставров и др. // Труды Научной конференции XIV съезда Российского географического общества, 11–14 декабря 2010 г., Санкт-Петербург. – СПб.: Изд. РГО, 2010. – С. 101–110.
3. Ледовских А.А. Комплексные исследования для обоснования внешней границы континентального шельфа Российской Федерации на Северном Ледовитом океане / А.А. Ледовских, И.Ф. Глумов, С.П. Алексеев и др. // Труды 10-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ. – СПб.: Химиздат, 2011. – С. 291–297.
4. Шкатов М.Ю. Первая российская скважина на дне Северного Ледовитого океана / М.Ю. Шкатов, Г.И. Иванов // Океанология. – 2013. – Т. 53. – № 4. – С. 569–572.
5. Glumov I.F. A Challenge in the Arctic. Bathymetric survey for delineation of the extended continental shelf of the Russian Federation / I.F. Glumov, A.F. Zenkov, D.M. Zhilin // Hydro international. – 2012. – № 1. – P. 27–30.
6. Иванов Г.И. Морская геофизика на самом современном уровне / Г.И. Иванов // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 1. – С. 28–30.
7. Казанин Г.С. Инновационные технологии – основа стабильного развития ОАО «МАГЭ» / Г.С. Казанин, Г.И. Иванов // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 4. – С. 3–7.

УДК 551.5(571.121)

Н.А. Дианский, И.М. Кабатченко, В.В. Фомин, В.В. Архипов, А.С. Цветинский

Моделирование гидрометеорологических характеристик в Карском и Печорском морях и расчет наносов у западного побережья полуострова Ямал

Ключевые слова:
морская и атмосферная циркуляция, ветровое волнение, морфо- и литодинамические процессы, численное моделирование.

Keywords:
sea and atmospheric circulation, wind waves, morpho- and lithodynamic processes, numerical simulation.

При проектировании и строительстве гидротехнических сооружений в береговой зоне необходима информация как о динамике поперечного профиля берега, так и о характеристике вдольберегового потока наносов на достаточно большом протяжении берега, поскольку вмешательство в природную среду может нарушить ее равновесное состояние и привести к катастрофическому изменению режима береговой зоны, а также к негативным последствиям при эксплуатации гидротехнических сооружений.

Основное воздействие на морфо- и литодинамические процессы и трансформацию рельефа береговой зоны оказывают ветровые волны и течения [1]. Природа волн и течений определяется метеорологическими факторами, в первую очередь штормовыми ситуациями. Картина штормовых деформаций дна и берегов может быть чрезвычайно многообразной вследствие сложности и нелинейности самой системы «волны – течения – транспорт наносов» [1]. Однако благодаря установлению важных количественных взаимосвязей внутри этой системы в настоящее время становится реальным количественный прогноз морфодинамических изменений конкретных участков побережий, основанный на *численном моделировании* штормовых ситуаций. При этом речь может идти о прогнозе не только в масштабе времени отдельного шторма, но и в более длительной перспективе, измеряемой годами и десятилетиями.

В свою очередь, моделирование штормовых ситуаций подразумевает комплексное воспроизведение атмосферной и морской циркуляции, а также ветрового волнения с помощью соответствующих численных моделей. Именно такому подходу посвящена настоящая статья. Полученные результаты воспроизведения течений и волнения используются для моделирования морфо- и литодинамических процессов в береговой зоне в районе Харасавэйского месторождения (далее – расчетная область).

Методика моделирования гидрометеорологических характеристик для расчета наносов у западного побережья полуострова Ямал

Общая методика расчета транспорта наносов подразумевает решение ряда задач, каждая из которых сама по себе является сложной гидродинамической проблемой. Расчет транспорта наносов базируется на методиках, для которых необходим расчет течений и полей ветрового волнения в расчетной области [1], для чего, в свою очередь, требуется воспроизведение атмосферного воздействия. В настоящей работе для расчета гидрометеорологических параметров используется вычислительный комплекс хорошо апробированных моделей. Расчет атмосферного воздействия проводится по модели WRF (*англ.* Weather Research and Forecasting model); расчет течений, уровня, температуры, солености моря и морского льда – по модели INMOM (*англ.* Institute Numerical Mathematics Ocean Model) [2, 3]; расчет параметров волнения – по Российской атмосферно-волновой модели (РАВМ) [4]. Описание этого комплекса моделей и его верификация применительно к Карскому и Печорскому морям представлены в работе [3].

Блок гидрометеорологического моделирования отличается от такового из работы [3] использованием σ -координатной версии INMOM [2]. Решение итоговой задачи расчета наносов в акватории расчетной области у западного побережья Ямала

требует исходных данных о течениях и характеристиках ветрового волнения с высоким пространственным разрешением. Для расчета течений с требуемой точностью применена версия INMOM для юго-западной части Карского моря и Печорского моря, реализованная на неравномерной сетке с детализацией в акватории Байдарацкой губы, получающейся в модельной сферической системе координат путем размещения ее полюса в точке с географическими координатами $71,151791^\circ$ с.ш. и $67,198387^\circ$ в.д. Таким образом, шаги по пространству составляют порядка 50 м в расчетной области и доходят до 5–10 км на периферии. По вертикали задаются 20 неравномерно распределенных по глубине уровней.

Общий размер сеточной области (рис. 1) составляет в плане 960×295 точек по модельным долготе и широте соответственно. Поскольку используется математически точная сферическая система координат, то никаких топологических искажений при расчете полей течений не вносится, в отличие от зачастую используемых декартовых систем координат, «натягиваемых» на сферичную поверхность Земли. Как видно, «жидкие границы» сеточной области находятся далеко от расчетной области. Описание способа задания условий на «жидких границах» приведено в [3]. В такой постановке течения через Карские Ворота, важные

для формирования циркуляции в Байдарацкой губе, будут автоматически рассчитываться в модели INMOM. Для расчета приливных течений на «жидких границах» ставится условие изменения уровня под действием крупномасштабной приливной волны.

Как уже было сказано, подробная верификация блока расчета гидрометеорологических характеристик приведена в работе [3], поэтому здесь качество расчетов демонстрироваться не будет. Отметим только, что качество воспроизведения гидрометеорологических характеристик отвечает уровню современных возможностей численного моделирования.

Таким образом, для расчета донных отложений и транспорта взвешенных наносов необходимо выполнить следующие виды численного моделирования: 1) расчет атмосферного воздействия по модели WRF на грубой атмосферной сетке; 2) расчет параметров волнения на глубокой воде на атмосферной сетке по RABM; 3) интерполяцию параметров глубоководного волнения на мелкую сетку основной модели течений INMOM и их трансформацию в параметры мелководного волнения согласно топографии дна; 4) расчет параметров напряжения трения, вызванного обрушением волн на малых глубинах; 5) расчет течений по INMOM с учетом приливов и предписанного атмосферного воздействия (см. п. 1); 6) расчет формирования

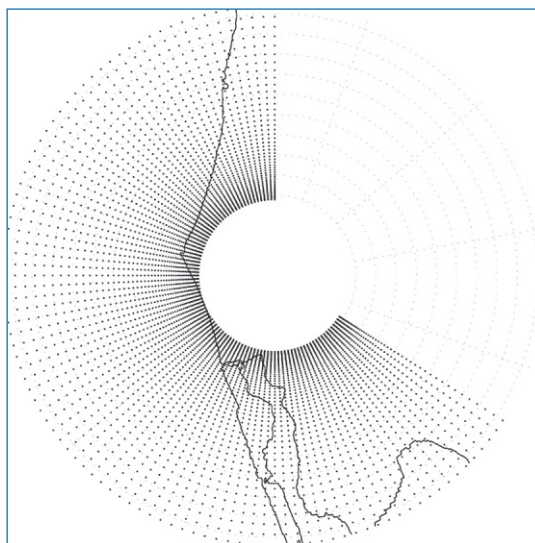
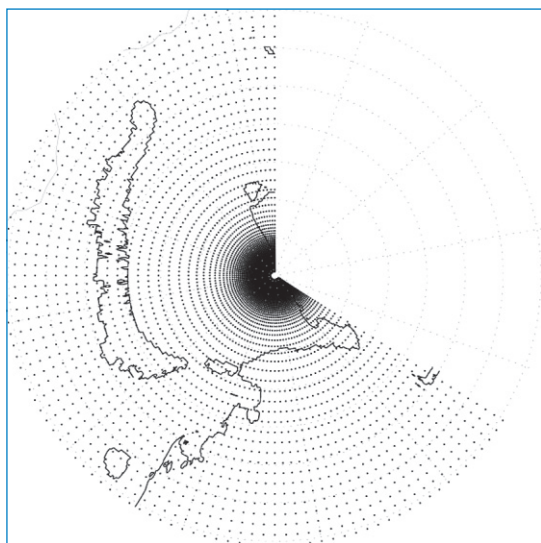


Рис. 1. Сеточная область версии INMOM для Печорского моря с детализацией в акватории Байдарацкой губы:

слева – область моделирования морской циркуляции целиком (показаны каждая 10-я точка по долготе и каждая 3-я точка по широте); справа – детализация сеточной области в расчетной области (показаны каждая 10-я точка по долготе и каждая 3-я точка по широте)

пространственной структуры и среднемноголетних объемных величин потоков илистых наносов в толще морских вод; 7) расчет потоков донных песчаных наносов по методике [1] с использованием рассчитанных полей течений и ветрового волнения. Пункты 6 и 7 реализуются на сеточной области INMOM с использованием необходимых разностных операторов, уже реализованных в ней.

Метод расчета литодинамических процессов

В прибрежных акваториях полуострова Ямал в безледный период происходит перенос большого количества наносов. Эти наносы существенно различаются как по фракционному составу, так и по происхождению. Можно выделить 2 основных типа подобных наносов:

1) влекаемые и сальтирующие наносы, транспортируемые в основном в придонном слое моря;

2) взвешенные наносы, которые транспортируются во всей толще воды.

Экспериментальные исследования, выполненные в 2011–2012 гг., показали, что в грунтах доминирует мелкозернистый песок со средним диаметром частиц $\approx 0,16$ – $0,17$ мм. В то же время экспедиционные данные показали и наличие взвешенных илистых наносов, обязанных своим происхождением интенсивному штормовому разрушению береговых обрывов Карского моря. Средний линейный размер взвешенных частиц по результатам измерений гранулометрического состава взвешенных наносов на акватории Харасавэйского полигона во время экспедиции 2012 г. составил $0,0011$ – $0,0012$ мм.

В связи с тем что физические закономерности транспорта наносов в придонном слое моря и транспорта взвешенных наносов в толще воды отличны друг от друга, то их моделировали по двум различным методикам, которые приведены далее.

Методика расчета транспорта донных наносов. Для расчета потока придонных наносов использовалась энергетическая концепция Р. Бэгнольда [1]. В основу расчетов положено уравнение сохранения массы

$$\frac{\partial d}{\partial t} = \frac{\partial q_x}{\partial x} + \frac{\partial q_y}{\partial y}, \quad (1)$$

где q_x – вдольбереговой поток наносов; q_y – поперечный поток наносов; d – изменяющаяся во времени t толщина слоя наносов. В данном слу-

чае использовался алгоритм расчета вектора \mathbf{q} вдольбереговых и поперечных потоков наносов [1]:

$$\mathbf{q} = \left[\frac{3\varepsilon_b}{4\text{tg}\Phi} f_w \rho u_m^2 + \frac{\varepsilon_s}{W_s} \left(\frac{8}{3\pi} f_w \rho u_m^3 + B \right) \right] \bar{\mathbf{u}}, \quad (2)$$

где ε_b и ε_s – отношение мощностей, поглощаемых механизмами донного трения, к мощностям, расходуемым потоком на влечение песка по дну и перемещение сальтирующих частиц, соответственно; ρ – плотность воды; f_w – коэффициент трения для волн; u_m – амплитуда горизонтальной скорости частиц; Φ – угол естественного откоса песчаного грунта (в наших условиях $\text{tg}\Phi \approx 0,6$ [1]); W_s – скорость осаждения частиц в воде ($W_s = 0,155d_s - 0,0075$ [см/с] [1]), где d_s – гидравлическая крупность песка, мм; B – добавочная мощность, связанная с процессом обрушения волн, благодаря которому турбулентность в водной толще и придонном слое усиливается и количество взвешенных частиц значительно возрастает; $\bar{\mathbf{u}}$ – полная переносная скорость песчаных наносов у дна.

При введении обозначений

$$F = \frac{2}{3\pi} f_w \rho u_m^3, \\ G = \frac{9\pi}{8} \frac{\varepsilon_b}{\text{tg}\Phi} \frac{F}{u_m} + \frac{\varepsilon_s}{W_s} (4F + B), \quad (3)$$

где F – потери мощности на донное трение; G – погруженный вес движущихся песчаных зерен на единицу площади, (2) примет вид:

$$\mathbf{q} = G\bar{\mathbf{u}}. \quad (4)$$

Полная переносная скорость у дна $\bar{\mathbf{u}}$ в общем случае представляет собой сумму скорости воды в придонном слое \mathbf{U}_δ и переносной скорости \mathbf{U}_B , обусловленной турбулентными механизмами за счет обрушения волн, действующими в донном пограничном слое:

$$\bar{\mathbf{u}} = \mathbf{U}_\delta + \mathbf{U}_B. \quad (5)$$

Разложив вектор расхода наносов в формуле (4) на поперечную $q_x = q\cos\Theta$ и продольную $q_y = q\sin\Theta$ составляющие, можно записать:

$$q_x = G(U_\delta + U_B), \\ q_y = G(V_\delta + V_B). \quad (6)$$

Соответствующие компоненты скоростей рассчитывались следующим образом:

$$(U_{\delta}, V_{\delta}) = \frac{(Q_x, Q_y)}{h \left(\ln \frac{h}{z_a} - 1 \right)}; \quad (7)$$

$$(U_B, V_B) = \alpha \frac{D^* - D}{D^*} \frac{u_m^2}{C} (\cos \Theta, \sin \Theta),$$

$$D^* = \frac{EC_g}{X} \cos \Theta, \quad (8)$$

здесь Q_x и Q_y – полные потоки из модели течений (9); h – глубина; z_a – шероховатость; D – скорость диссипации; D^* – пороговая скорость диссипации; X – расстояние от берега; E – полная энергия волн; C_g – групповая скорость; для нахождения u_m , $\cos \Theta$ и $\sin \Theta$ используется ветроволновая модель РАВМ.

Методика расчета транспорта взвешенных наносов. Составляющие удельного расхода (транспорта) взвешенных наносов определяются из следующих выражений:

$$Q_x = \int_0^D u c dz, \quad Q_y = \int_0^D v c dz, \quad (9)$$

где c – объемная концентрация взвешенных наносов; u , v – горизонтальные составляющие скорости течения, вычисляемые в трехмерной термодинамической модели; D – полная глубина.

Объемная концентрация взвешенных наносов вычисляется при помощи уравнения переноса-диффузии взвешенных частиц, которое в σ -координатной системе INMOM имеет вид:

$$\frac{\partial Dc}{\partial t} + \frac{1}{r_x r_y} \left[\frac{\partial}{\partial x} (r_y D u c) + \frac{\partial}{\partial y} (r_x D v c) \right] + \frac{\partial (\omega + \omega_s) c}{\partial \sigma} = \frac{\partial}{\partial \sigma} \frac{v}{D} \frac{\partial c}{\partial \sigma} + Fc + q_c(x, y, \sigma, t), \quad (10)$$

где x , y , σ , t – координатная система; c – концентрация взвешенных частиц; u , v – горизонтальные компоненты скорости течения; ω – вертикальная составляющая скорости в σ -системе координат; r_x , r_y – метрические коэффициенты сферической системы координат со смещенными полюсами; $\omega_s = \frac{1}{18} \frac{gd^2(\rho_c - \rho)}{\mu}$ – гра-

витационная вертикальная скорость оседания взвешенных частиц (скорость седиментации или гидравлическая крупность), рассчитываемая по формуле Стокса (d – средний диаметр частиц взвеси, ρ_c – плотность частиц взвеси,

μ – молекулярная вязкость воды); $D = H + \zeta$ (H – глубина места в невозмущенном состоянии; ζ – отклонение уровня моря от невозмущенного состояния); v – вертикальный коэффициент турбулентной диффузии, который берется таким же, как и для температуры и солёности в INMOM; F – оператор боковой диффузии; $q_c(x, y, \sigma, t)$ – источники взвешенных частиц, в общем случае меняющиеся в пространстве и времени. При численной реализации (10) используется монотонная схема переноса, не дающая ложных экстремумов [5].

Уравнение (10) описывает изменение концентрации взвешенных частиц в условиях, учитывающих перенос примеси течениями, горизонтальной и вертикальной турбулентной диффузией, а также физические характеристики частиц взвеси. Для решения уравнения (10) применительно к поверхности ставится условие отсутствия потока взвешенных частиц, применительно к дну – оседания/взвешивания частиц:

$$\frac{v}{D} \frac{\partial c}{\partial \sigma} \Big|_{\sigma=1} = \omega_s c \Big|_{\sigma=1} f_d, \quad (11)$$

где f_d – параметр оседания/взвешивания.

На боковых границах задается условие отсутствия потока взвешенных частиц, за исключением участков береговой границы, с которых осуществляется вынос взвеси. На этих участках ставится следующее условие (12) для потока концентрации взвешенных веществ:

$$q_c = a \frac{gh^2}{\omega_s^3 T} \chi(\xi) V, \quad (12)$$

где a – безразмерный эмпирический коэффициент; g – ускорение свободного падения; h – высота волны; ω_s – гидравлическая крупность; T – период волны; ξ – суммарное изменение уровня (волновое и стонно-нагонное); V – модуль вдольбереговой скорости. Функция

$$\chi(\xi) = \begin{cases} 0, & \xi \leq 0 \\ \xi, & \xi > 0 \end{cases} \text{ в формуле (12) ис-}$$

пользуется для того, чтобы учесть только нагонный суммарный уровень: как только уровень становится меньше 0, то размыв прекращается.

Верификация расчета транспорта взвешенных наносов необходима прежде всего для того, чтобы выбрать в формуле (12) значение безразмерного эмпирического коэффициента a . Последний обычно берется в пределах 10^{-11} – 10^{-13} . Для верификации использовались

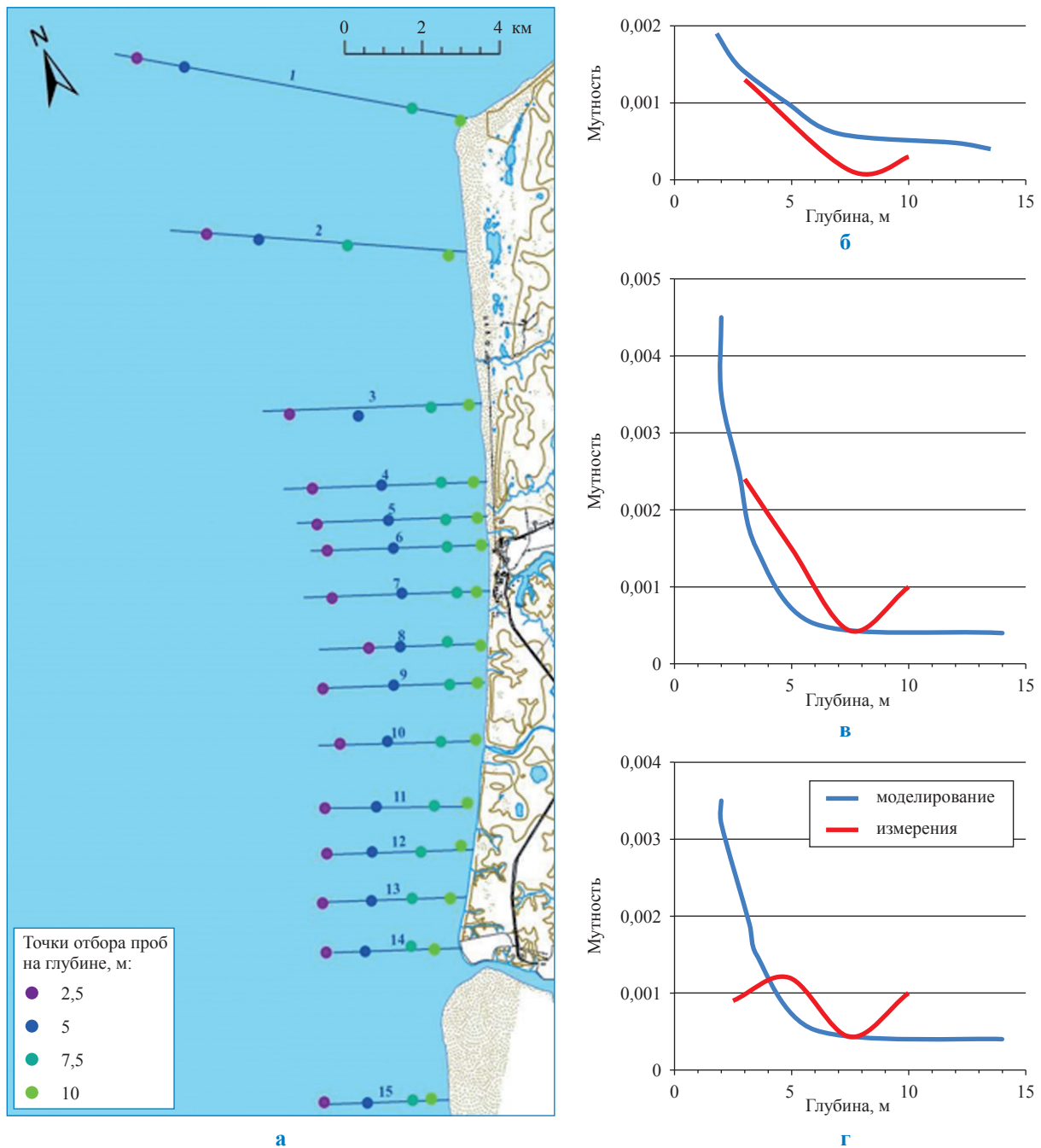


Рис. 2. Положение створов отбора проб (а) и сравнение наблюдаемых (красная линия) и модельных (синяя линия) придонных профилей мутности, мг/л, на створах: б – 1; в – 5; г – 11

профили мутности, построенные по данным, полученным 13–14.09.2011 г. на 15 створах (рис. 2, см. а).

Для сравнения результатов расчета мутности с данными наблюдений (см. рис. 2б–г) данные расчетов показаны с суточным осреднением за 14 сентября 2011 г. Согласно рис. 2 модель транспорта взвешенных наносов достоверно воспроизводит измеренные профили мутности.

Расчет структуры донных наносов и величин потоков взвешенных наносов

Как уже было показано, в прибрежных акваториях полуострова Ямал в безледный период происходит перенос наносов разного гранулометрического состава, для моделирования перемещения которых применяются различные методики (см. ранее). В соответствии с ними проведены расчеты для безледных (август – октябрь) периодов 2009–2012 гг. (рис. 3, 4).

Следует отметить, что для расчета расходов для 2010 г. и 2012 г. в модели введен учет влекомых наносов, в то время как для 2009 г. и 2011 г. при расчетах учитывалось только перемещение наносов путем сальтации. Поэтому рассчитанные вдольбереговые расходы песчаных наносов для 2009 г. и 2011 г. меньше, чем для 2010 г. и 2012 г. Различие между результатами расчета расходов песчаных донных наносов для 2010 г. и 2012 г. объясняется различной продолжительностью безледного периода. В 2012 г. безледный период длился на 1 месяц дольше, чем в 2010 г., поэтому в 2012 г. и поток наносов оказался больше. По-видимому, в качестве характерных климатических величин вдольберегового переноса донных наносов следует опираться на расчеты для 2010 г., когда продолжительность безледного периода была близка к климатической. Значения, полученные для 2009 г. и 2011 г. (практически равные между собой), можно использовать в качестве характерных величин перемещения наносов путем сальтации, а разность между значениями 2010 г. и 2009 (2011) гг. – в качестве характерных величин перемещения наносов путем влечения.

Для безледных периодов 2010 г. и 2012 г. хорошо видно, что расходы через створы № 7 и № 8 (см. рис 3), лежащие к югу от подходного канала, существенно превышают расходы через створы № 1–6, лежащие к северу от канала. Так как для безледных периодов 2009 г. и

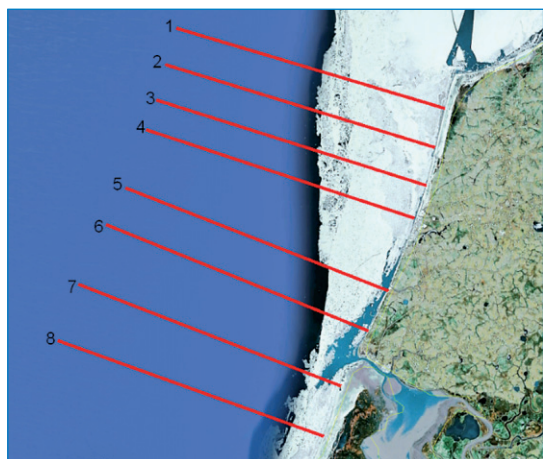


Рис. 3. Схема расположения створов, для которых проводились расчеты транспорта наносов за 2009–2011 гг. применительно к Харасавэйскому полигону в целом и к подходному каналу порта в устье реки Харасавэй в частности

2011 г. (для которых не учтен транспорт влекомых наносов) такой закономерности не наблюдается, можно заключить, что к югу от подходного канала резко возрастает транспорт влекомых наносов.

На рис. 5 цветом показаны расчетные мощности песчаных отложений в сантиметрах: положительные значения соответствуют накоплению наносов, отрицательные – их размыву. Для всех периодов отчетливо видны занесение подходного канала и размыв грунта подводного продолжения месторождения Харасавэй. Следует отметить, что процесс аккумуляции/размыва наносов как сильно нестационарный зависит от волнения, приливных и сгонно-нагонных течений. Поэтому схемы отложений (см. рис. 5) соответствуют итоговым состояниям на конец каждого безледного периода в течение четырех лет. Нестационарность заносимости канала проявляется в том, что в зависимости от синоптической ситуации он может и размываться. Но в целом литодинамическая ситуация способствует его занесению, что и отражено на рис. 5.

Высокая концентрация наносов на Харасавэйском полигоне наблюдается в основном вдоль берега (рис. 6, см. а), что хорошо согласуется с данными натурных наблюдений и объясняет максимумы расходов взвешенных наносов вблизи берега. Инструментальная погрешность определения концентрации взвешенных наносов составляет 0,0001 %, т.е. все концентрации ниже этого значения следует считать чистой водой, в которой не происходит транспорта взвешенных наносов. Транспорт взвешенных наносов происходит во вдольбереговой полосе шириной не более 10 км.

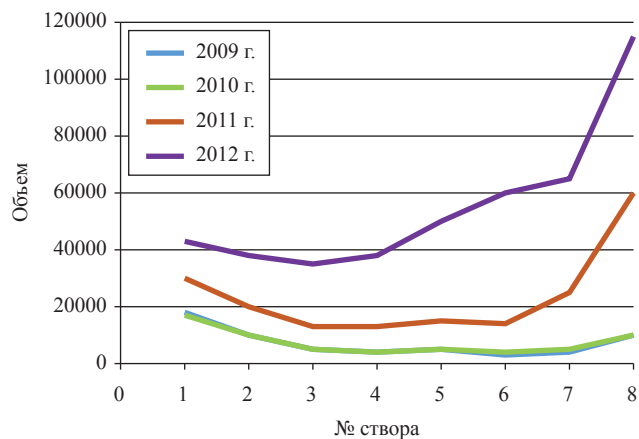


Рис. 4. Результирующие через створы № 1–8 (см. рис. 3) вдольбереговые расходы донных песчаных наносов за 2009–2012 гг., м³

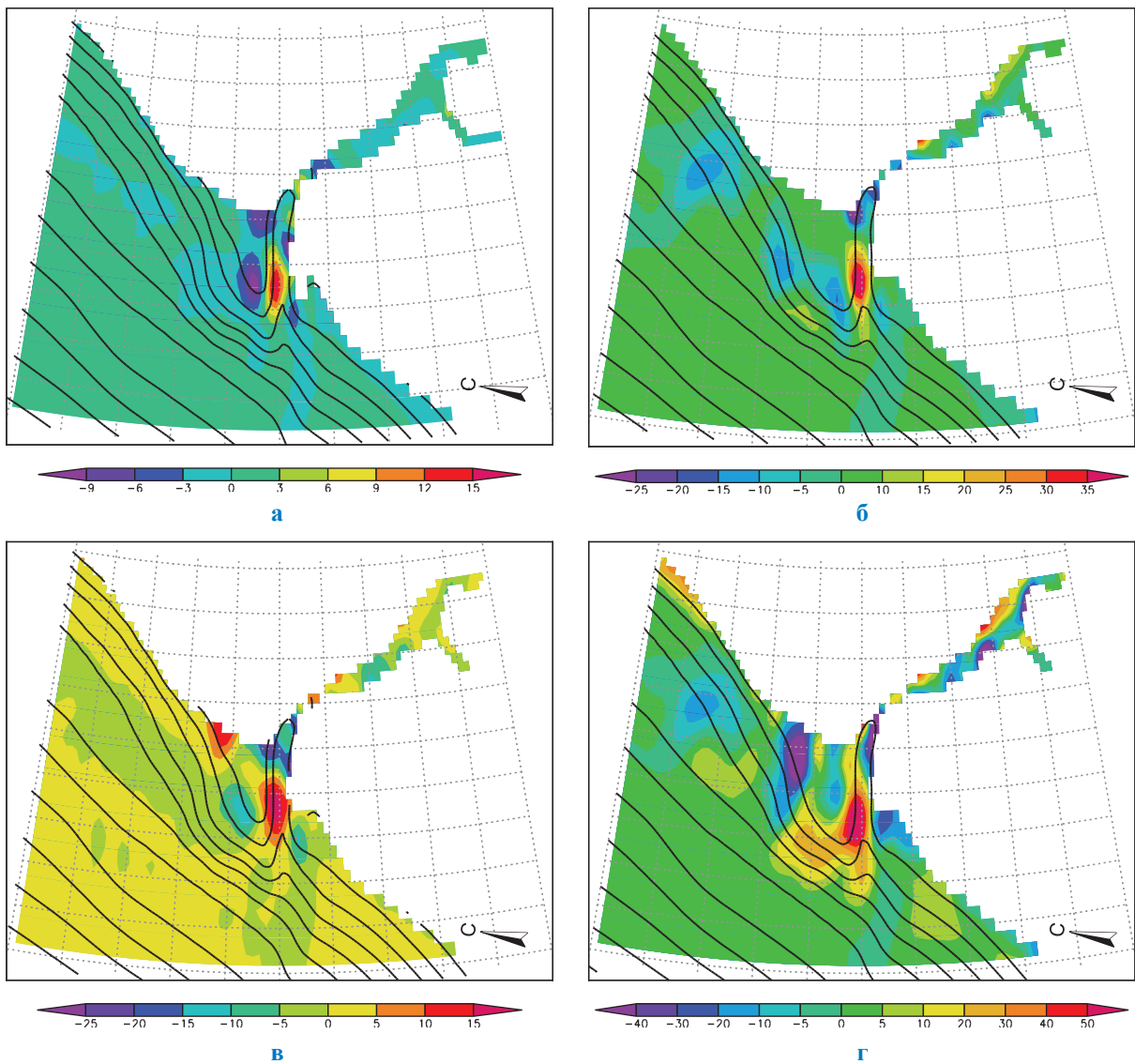


Рис. 5. Отложения донных наносов в районе Харасавэйского подходного канала за 4 безледных периода в 2009–2012 гг. (соответственно а, б, в, г): изолиниями показана топография дна, м

Необходимо отметить, что на рис. 5, 6 показаны мощности илистых отложений в «сухом» виде. Поэтому для определения реальной мощности илистых осадений (они должны быть больше) нужно вводить поправку, которую, в свою очередь, необходимо выявить из данных наблюдений. В целом в канале отмечается отложение илистых наносов.

Таким образом, реализован современный комплекс моделирования, позволяющий рассчитывать характеристики атмосферного воздействия, ветрового волнения, гидротермодина-

мические характеристики морской циркуляции (скорости течений, температуру, соленость, уровень моря, толщину и сплоченность морского льда), транспорта и отложения наносов. Полученные характеристики хорошо согласуются с данными натурных наблюдений в ходе экспедиционных работ в Байдарацкой и Обской губах и в районе Харасавэйского месторождения. В частности, получены характеристики структуры и величины потока наносов для района Харасавэйского месторождения, а также выявлена изменчивость рельефа подводного берегового склона.

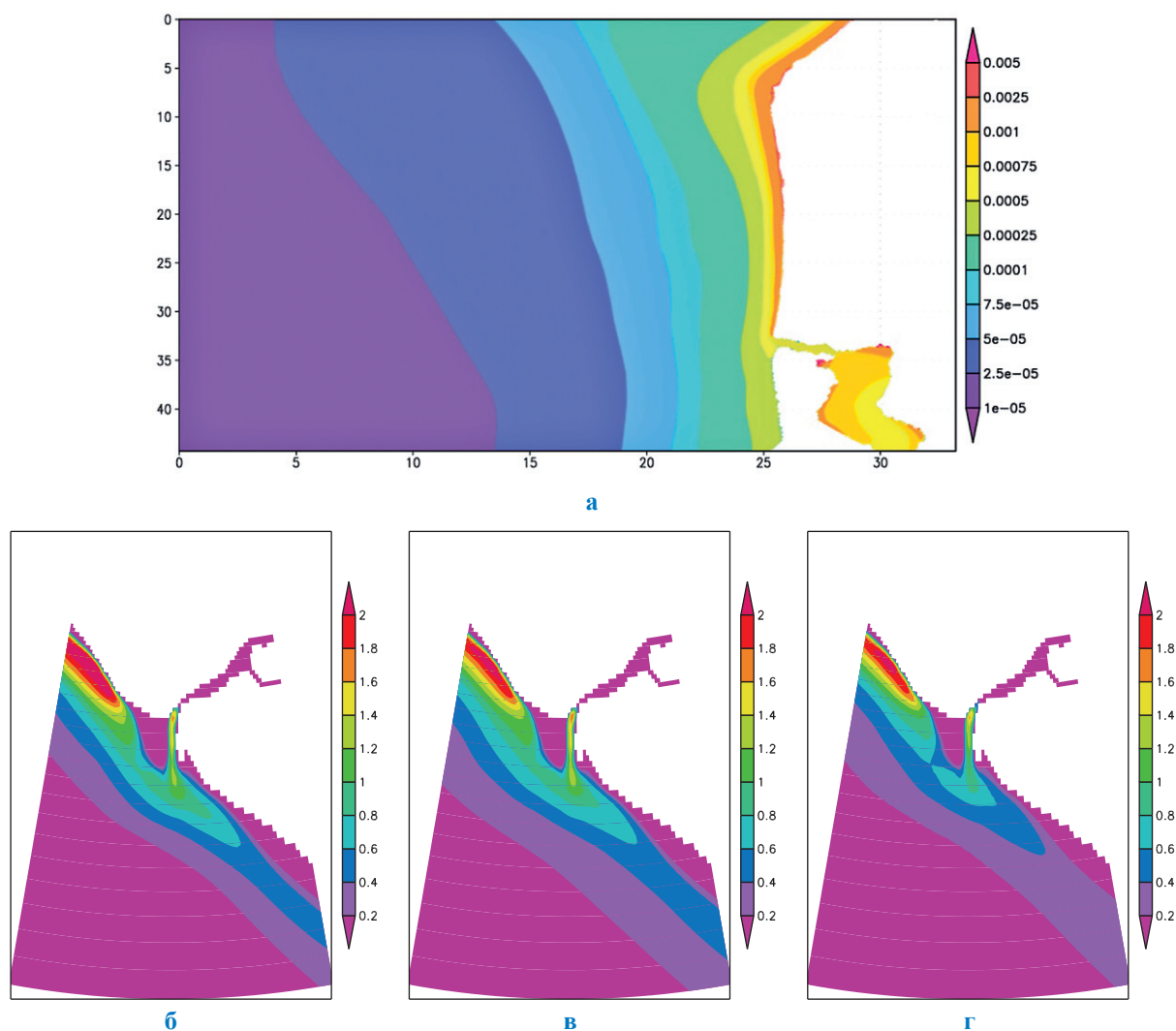


Рис. 6. Средняя за безледный период расчетная концентрация, %, взвешенных наносов на Харасавэйском полигоне (а) и расчетная мощность осажденных илистых наносов, мм, за безледные периоды 2009 г. (б), 2010 г. (в) и 2012 г. (г)

Список литературы

1. Леонтьев И.О. Прибрежная динамика: волны, течения, потоки наносов / И.О. Леонтьев. – М.: Геос, 2001. – 272 с.
2. Дианский Н.А. Моделирование циркуляции океана и исследование его реакции на короткопериодные и долгопериодные атмосферные воздействия / Н.А. Дианский. – М.: Физматлит, 2013. – 272 с.
3. Дианский Н.А. Воспроизведение циркуляции Карского и Печорского морей с помощью системы оперативного диагноза и прогноза морской динамики / Н.А. Дианский, В.В. Фомин, И.М. Кабатченко, В.М. Грузинов // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 1 (13). – С. 57–73.
4. Кабатченко И.М. Моделирование ветра и волн при вторичных термических циклонах на Черном море / И.М. Кабатченко, Г.В. Матушевский, М.В. Резников, М.М. Заславский // Метеорология и гидрология. – 2001. – № 5. – С. 61–71.
5. Дианский Н.А. Особенности распространения загрязнений в северо-западной части Тихого океана / Н.А. Дианский, А.В. Гусев, В.В. Фомин // Известия РАН. Физика атмосферы и океана. – 2012. – Т. 48. – № 2. – С. 247–266.

УДК 551.5

М.А. Никитин, Г.С. Ривин, И.А. Розинкина, М.М. Чумаков

Идентификация полярных циклонов над акваторией Карского моря с помощью гидродинамического моделирования

Ключевые слова:
полярные циклоны,
модели прогноза
погоды,
расчет порывов
ветра.

Keywords:
polar lows,
weather forecast
models,
calculation of wind
gusts.

В связи с интенсификацией освоения нефтегазовых месторождений и перспективных структур на шельфе арктических морей и соответствующим увеличением объемов морских операций особую актуальность приобретают задачи определения режимных и экстремальных характеристик ветра на рассматриваемых акваториях. Важность получения реалистичных оценок этих характеристик обусловлена следующими основными факторами:

- режимные характеристики служат базой для принятия проектных решений по обустройству и эксплуатации месторождения, включая вопросы организации транспортировки объектов обустройства и их монтажа на точке установки, проведения ремонтных работ, снабжения, эвакуации и др.;
- экстремальные характеристики используются при проектировании для определения расчетного значения ветровой нагрузки на объект обустройства и, следовательно, определяют его конструктивные особенности.

Основой расчета указанных характеристик являются срочные (получаемые регулярно через фиксированные промежутки времени) данные о скоростях ветра и его порывов на рассматриваемой акватории, от качества и полноты которых, следовательно, существенно зависит достоверность результатов расчетов, используемых при проектировании.

Известно, что в арктических морях изменчивость скорости ветра в основном определяется эволюцией барических образований (циклонов и антициклонов), характерный размер которых варьируется в широких пределах. В настоящей статье исследуется проблема определения скорости ветра и его порывов при прохождении полярных (мезомасштабных) циклонов над рассматриваемой акваторией, которые вызывают сильные осадки и штормовые, а в отдельных случаях – ураганные, скорости ветра. В силу быстрого (до 90 км/ч и более) перемещения и относительно малых горизонтальных размеров они плохо фиксируются стандартной синоптической наблюдательной сетью, поэтому данные как срочных наблюдений на гидрометеорологических станциях сети, так и реанализа могут не содержать информации о реальной величине максимальной скорости ветра и порывов на рассматриваемой акватории.

Необходимо отметить, что во многих областях земного шара, в частности на акватории Баренцева моря, наблюдаются мезомасштабные циклоны, пространственный масштаб которых меньше 1000 км. Термин *мезомасштабный циклон* описывает достаточно разнообразные метеорологические объекты, начиная с незначительных атмосферных вихрей, заметных только в поле облачности, и заканчивая полярными циклонами, в которых наблюдаются сильные осадки и крайне высокие скорости ветра.

Согласно определению, приведенному в книге Расмусена и Тернера [1], полярным называется небольшой, но очень интенсивный циклон, формирующийся над морем к северу от полярного фронта. Горизонтальный масштаб полярных циклонов варьируется от 200 до 500 км, а скорость ветра при их прохождении достигает штормовых значений (свыше 15 м/с). Европейская рабочая группа по полярным циклонам уточнила это определение. Согласно работе [2] *полярный циклон* – это сформировавшийся над морем мезомасштабный циклон с приземной скоростью ветра выше

15 м/с, тогда как в свою очередь *мезомасштабным* считается циклон, сформировавшийся к северу от полярного фронта, горизонтальный размер которого меньше 2000 км.

Впервые полярные циклоны были обнаружены над акваториями Норвежского и Баренцева морей. Подобные вихри наблюдаются и в других районах земного шара: на севере Тихого океана, в Охотском, Японском и Лабрадорском морях, а также в антарктических водах. Полярные циклоны образуются в холодное время года – с октября по май. Они быстро развиваются, их характерное время жизни – порядка суток. Метеорологические условия в полярных циклонах отличаются интенсивными осадками и скоростями ветра, в среднем достигающими 18,5–23,5 м/с [3]. Однако, по данным наблюдений 25 апреля 1985 г., скорость ветра в полярном циклоне превысила 33 м/с, достигнув ураганных значений, а за период наблюдений с 2000-го по 2009 г. в полярном циклоне зафиксирована максимальная скорость ветра 35 м/с [4]. Скорость перемещения полярных циклонов обычно составляет 50–70 км/ч, но может достигать 90 км/ч и более. Падение давления в центре барической депрессии составляет примерно 2–3 гПа. Потоки явного и скрытого тепла в среднем по области составляют порядка 200 Вт/м², а в отдельных местах могут достигать 290 и 520 Вт/м² соответственно [5]. В центре полярного циклона располагается небольшая область с нисходящими движениями воздуха («глаз бури»).

Исследования процесса формирования и эволюции полярных циклонов, выполненные за последние 30 лет с помощью проведения авиационных и наземных наблюдений, а также численного моделирования [6–9], позволили установить, что основным механизмом формирования полярных циклонов является адвекция холодного воздуха (преимущественно с покрытой льдом поверхности) на свободную ото льда водную поверхность (рис. 1, 2). Этот процесс приводит к развитию сильной вертикальной неустойчивости и конвекции. Обычно это происходит в низкоуровневых зонах бароклинности (так называемых «старых окклюзиях»). Развитию полярных циклонов также способствует большая (> 43 °С) разность температур на поверхности воды и на изобарической поверхности 500 гПа (высота порядка 5,5 км).

Исследования показали, что атмосфера в областях возникновения полярных циклонов

не обладает достаточными запасами энергии неустойчивости для поддержания столь высоких скоростей ветра. Вероятно, основной источник кинетической энергии полярных циклонов – турбулентный поток тепла с открытой водной поверхности. Поэтому полярные циклоны зарождаются над относительно теплой морской поверхностью, но быстро разрушаются над сушей или ледяным покровом, когда исчезает подпитывающий их поток тепла. Несмотря на довольно короткое время жизни от 12 ч до 3 сут, полярные циклоны могут представлять значительную угрозу для морских платформ, судоходства и прибрежной инфраструктуры.

В акватории Норвежского и Баренцева морей в течение холодного сезона в среднем наблюдается два-три полярных циклона в месяц, однако, по данным наблюдений, относящихся к периоду с конца 1990-х и начала 2000-х гг., на акватории Карского моря полярных циклонов не наблюдалось.

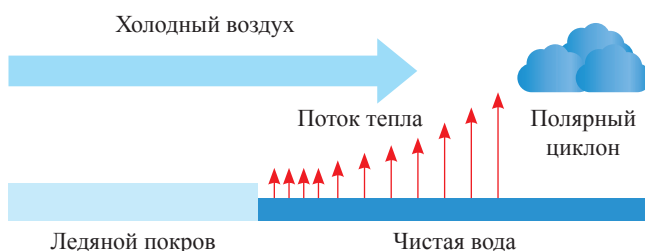


Рис. 1. Механизм формирования полярных циклонов

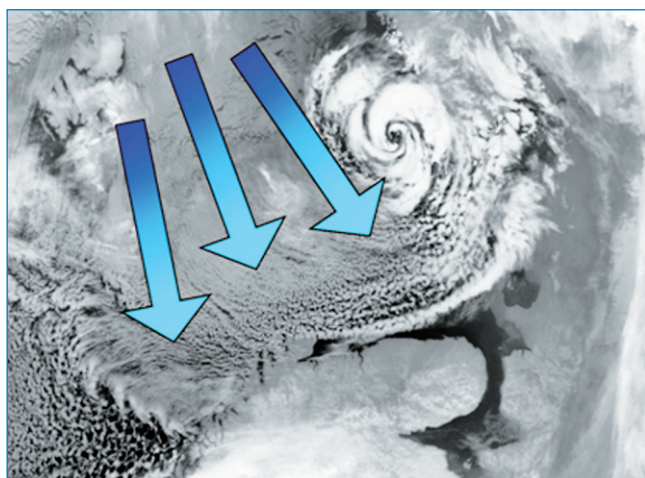


Рис. 2. Космоснимок полярного циклона: стрелками обозначены направления адвекции холодного воздуха с покрытой льдом поверхности на свободную ото льда водную поверхность

Как уже отмечалось, с 2005 г. во всей Арктике наблюдаются устойчиво высокие среднегодовые температуры воздуха, обуславливающие стабильно большую продолжительность безледного периода и низкую ледовитость. В частности, в Баренцевом море отмечается уменьшение среднего расстояния от юго-западного берега Новой Земли до кромки льда, а в юго-западной части Карского моря – уменьшение сплоченности льда в весенние месяцы и, соответственно, увеличение количества полыней и разводьев, а также их протяженности и ширины. Известно, что полыньи и разводья играют важную роль в обеспечении процессов теплообмена в системе «океан–атмосфера», и, следовательно, их увеличение ведет к усилению потока тепла, поступающего в атмосферу в течение ледового сезона.

Учитывая механизм зарождения и эволюции полярных циклонов, совокупность перечисленных факторов обуславливает усиление мезомасштабной циклональной активности на акватории Карского моря. Этот вывод подтверждается данными наблюдений за последние годы, а также результатами моделирования изменений климата (рис. 3), выполненного под эгидой Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), которая была создана в 1988 г. с целью всеобъемлющей оценки состояния научно-технических и социально-экономических знаний об изменениях климата, их причинах, потенциальных последствиях и соответствующих стратегиях реагирования.

Начиная с конца 2013 г., специалисты лаборатории гидротехнических сооружений ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно со специалистами ФГБУ «Гидрометцентр России» ведут изучение полярных циклонов, зарождающихся в Баренцевом море и перемещающихся в процессе эволюции на акваторию Карского

моря. Для этого используются результаты гидродинамического моделирования при помощи мезомасштабной системы прогноза погоды COSMO-Ru – базовой оперативной системы Гидрометцентра России и других прогностических учреждений Росгидромета, обладающей достаточным пространственным разрешением для воспроизведения эволюции полярных циклонов, а также данных дистанционного зондирования Земли. Шаг сетки COSMO-Ru-модели для Европы и Северной Азии ENA (англ. Europe – Northern Asia) составляет 13,2 км. Сетка охватывает область размером 13200 × 6600 км, в том числе значительную часть акватории Северного Ледовитого океана. Для более детального изучения полярных циклонов использовались версии модели с шагами сетки 6,6 и 2,2 км. Последняя сетка (1000 × 1100 узлов) включает в себя часть акваторий Баренцева и Карского морей и близлежащее побережье.

В результате проведенных исследований выявлено несколько случаев прохождения полярных циклонов над акваторией Карского моря в 2014 г. Модель COSMO-Ru воспроизвела зарождение полярного циклона к югу от Шпицбергена и его развитие над Баренцевым морем. Скорость ветра (с осреднением 10 с) при перемещении циклона над акваторией Баренцева моря превышала 25 м/с, а скорость порывов ветра достигала 40 м/с. В 14:00 UTC 26 марта 2014 г. этот циклон вышел на акваторию Карского моря (рис. 4). Согласно прогнозу скорость ветра в мористой части Байдарачьей губы достигала 20 м/с.

На рис. 5 приведены спрогнозированные траектории движения исследуемого полярного циклона (шторм-треки). Видно, что положение шторм-треков существенно зависит от заблаговременности прогноза. При прогнозе от 00:00 UTC 25 марта модель COSMO-Ru воспроиз-

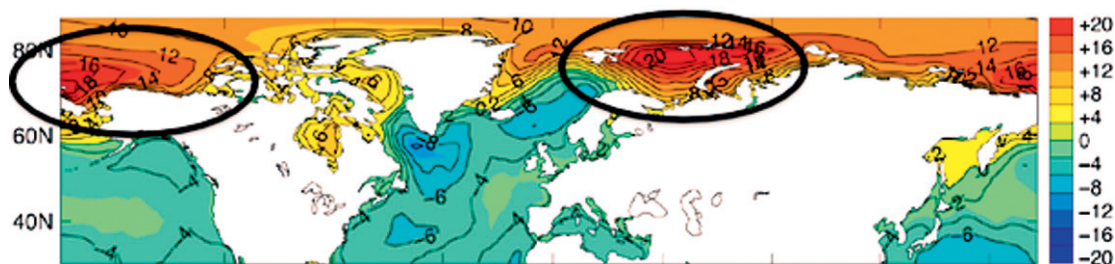


Рис. 3. Области прогнозируемого усиления мезомасштабной циклональной активности, в том числе в акватории Карского моря и Байдарачьей губы, по данным МГЭИК [10]: цветовой спектр – градиент температур, °С

вела зарождение полярного циклона с заблаговременностью 21 ч. Прогноз от 12:00 UTC 25 марта существенно уточнил траекторию полярного циклона, при прогнозе от 00:00 UTC 26 марта таких масштабных корректировок не произошло. Анализ траектории движения показал, что полярный циклон, достигнув побережья Ямала, изменит направление движения на противоположное и прекратит свое существование в районе Карских ворот. Такая траектория движения предопределяла возникновение сильных отжимных ветров на уральском берегу Байдарацкой губы и у мыса Харасавэй. По данным гидрометеостанции «Усть-Кара», скорость западного, юго-западного ветров с 12:00 до 18:00 местного времени¹ 26 марта увеличилась почти в 2 раза, достигнув 14 м/с, а порывы достигали скорости 24 м/с.

Анализ спутниковых снимков, отражающих ледовую обстановку в юго-западной части Карского моря (рис. 6, 7) утром 26 и 27 марта 2014 г. соответственно, позволяет сделать вывод о том, что прохождение полярного циклона обусловило расширение заприпайной полыньи у уральского берега Байдарацкой губы и ее образование у мыса Харасавэй. В условиях наблюдавшейся высокой сплоченности дрейфующего льда в осевой части губы расширение заприпайной полыньи активизировало процессы сжатия и торошения толстого однолетнего льда, что потенциально могло привести к увеличению размеров килей торосов и усилению экзарационного воздействия на дно в районе подводного перехода магистрального газопровода.

При прогнозе поведения полярных циклонов определенным интерес представляют не только средняя скорость ветра за 10 мин, но и кратковременные порывы ветра. Согласно стандарту ISO 19901 для вычисления скорости ветра с различными периодами осреднения используется метод, рекомендованный Нефтяным директором Норвегии (норв. Oljedirektoratet) [11]. Для сильных ветров (при почти нейтральной стратификации) скорость ветра $u(z, t)$, м/с, на высоте z , м, над уровнем моря, соответ-

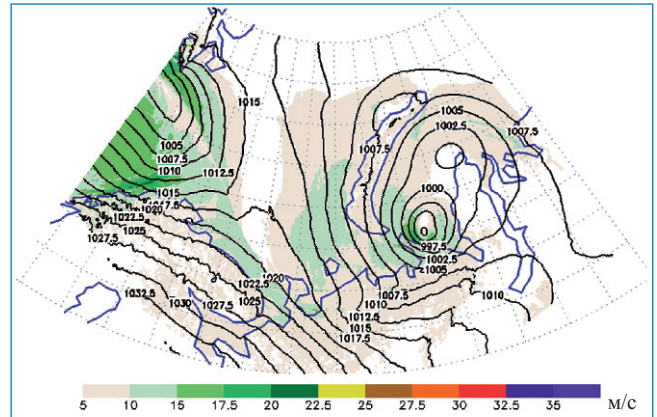


Рис. 4. Карта приземного давления, приведенного к уровню моря, гПа, и скорости ветра на высоте 10 м, м/с (модель COSMO-Ru с шагом сетки 2,2 км, прогноз на 14:00 UTC 26 марта 2014 г.)

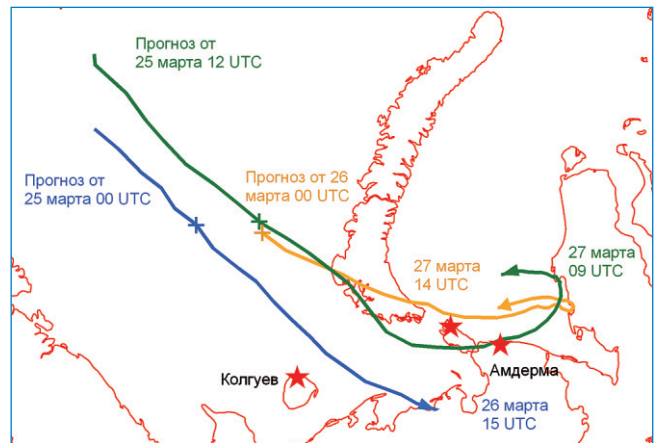


Рис. 5. Положение шторм-треков исследуемого полярного циклона при прогнозах с различной заблаговременностью: в начале и в конце каждого шторм-трека указаны время возникновения и время заполнения циклона соответственно (модель COSMO-Ru с шагом сетки 2,2 км)

ствующая периоду осреднения t , с, за 1 ч и менее ($t \leq t_0 = 3600$ с), рассчитывается по формуле

$$u(z, t) = U(z)[1 - 0,41 I_u(z) \ln(t / t_0)], \quad (1)$$

где средняя скорость ветра за 1 ч $U(z)$, м/с, на высоте z равна:

$$U(z) = U_0 \left[1 + C \ln \left(\frac{z}{10} \right) \right],$$

$$C = 0,0573 \sqrt{1 + 0,15 U_0}, \quad (2)$$

где U_0 – скорость ветра на высоте 10 м с осреднением 1 ч.

¹ Согласно Постановлению Правительства РФ от 31 августа 2011 г. № 725 «О составе территорий, образующих каждую часовую зону, и порядке исчисления времени в часовых зонах, а также о признании утратившими силу отдельных постановлений Правительства Российской Федерации» (утратило силу с 02:00 26 октября 2014 г.) в Ямало-Ненецком автономном округе в марте 2014 г. местное время исчислялось как UTC + 6 ч.

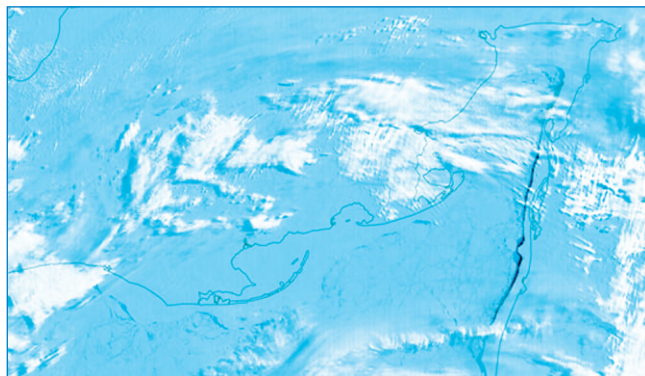


Рис. 6. Ледовая обстановка по данным искусственного спутника Земли (ИСЗ) Terra утром 26.03.2014 г.

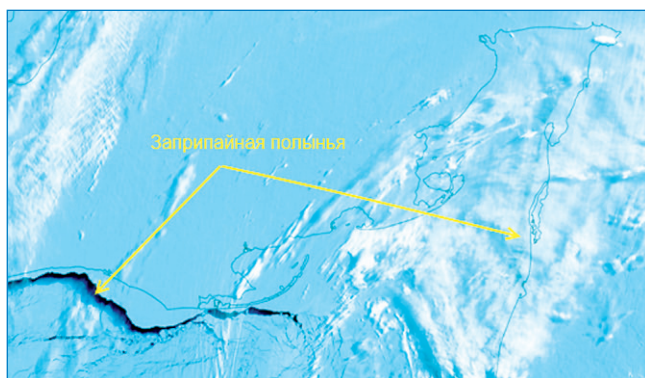


Рис. 7. Ледовая обстановка по данным ИСЗ Terra утром 27.03.2014 г.

Параметр турбулентности $I_u(z)$ на высоте z рассчитывается по формуле:

$$I_u(z) = 0,06[1 + 0,043U_0] \left(\frac{z}{10} \right)^{-0,22}. \quad (3)$$

Формулы (1)–(3) выведены для условий почти нейтральной стратификации, однако в полярных циклонах стратификация может отличаться от нейтральной. Для оценки вертикальной стратификации воздуха используется квадрат частоты Вэйсяля–Брента:

$$N^2 \equiv \frac{g}{\theta} \frac{d\theta}{dz}, \quad (4)$$

где g – ускорение свободного падения; θ – потенциальная температура. При положительных значениях N^2 стратификация считается устойчивой, а при отрицательных – неустойчивой. Согласно расчетам, выполненным с помощью модели COSMO-Ru, при прохождении полярного циклона в нижнем двухсотметровом слое наблюдается неустойчивая стратификация воздуха. Следовательно, встает вопрос о примени-

мости формул (1)–(3) для расчета порывов ветра в условиях полярного циклона.

На метеостанциях скорость ветра измеряется с осреднением в 10 мин. Порывом называется скорость ветра с осреднением в 3 с. Согласно формулам (1)–(3) скорость порывов зависит только от скорости ветра. Следовательно, в районах с низкой скоростью ветра не может быть сильных порывов. В модели COSMO-Ru скорость порывов ветра рассчитывается по другой методике и зависит от нескольких факторов:

$$V_{порыва} = v + (7,2 + 0,09v)v\sqrt{I_n}, \quad (5)$$

где $V_{порыва}$ – скорость порывов ветра на высоте 10 м; v – модуль скорости ветра на высоте 10 м; I_n – турбулентный коэффициент переноса импульса.

Согласно результатам расчетов, выполненных по модели COSMO-Ru, максимальные порывы ветра (41 м/с) находились в областях с весьма умеренными скоростями ветра (16 м/с). Скорости порывов ветра в этих местах, рассчитанные по формулам (1)–(3), не превышают 20 м/с. Таким образом, разность максимальных значений скорости порывов ветра, рассчитанных по двум методикам, превосходит 20 м/с (рис. 8).

Для верификации полученных результатов использовались данные наблюдений с прибрежных метеостанций в пос. Амдерме, на о. Колгуев и мысе Болванский Нос (расположение см. на рис. 5). На рис. 9 сравниваются скорости ветра и скорости порывов ветра на метеостанции о. Колгуев. Видно, что модель COSMO-Ru несколько недооценивает скорость ветра. Порывы ветра модель воспроизводит точнее, но также занижает их скорость в отдельные моменты времени. Аналогичная картина наблюдается и в отношении станций Амдермы и мыса Болванский Нос.

Кроме метеорологических наблюдений для верификации полученных результатов использовались снимки, сгенерированные по данным спектрометра MODIS (*англ.* Moderate-Resolution Imaging Spectroradiometer). На рис. 10 изображен полярный циклон, зародившийся 13 мая 2014 г. к югу от Шпицбергена. Он хорошо заметен и в поле облачности, и в поле давления, при этом данные модели и наблюдений хорошо согласуются между собой.

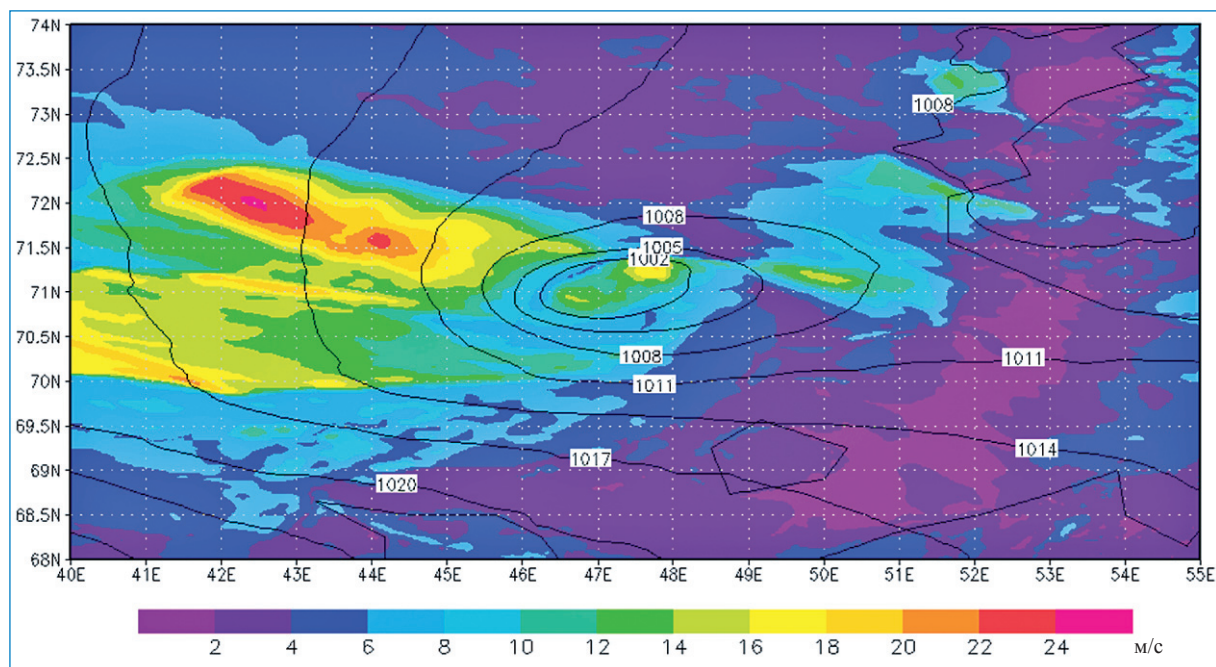


Рис. 8. Разница между максимальными скоростями порывов ветра на высоте 10 м, рассчитанными по модели COSMO-Ru (шаг сетки 2,2 км, прогноз от 00:00 UTC 25 марта 2014 г.) и по методу ИСО 1990-1:2005 [11], м/с: приземное давление (см. изобары), гПа

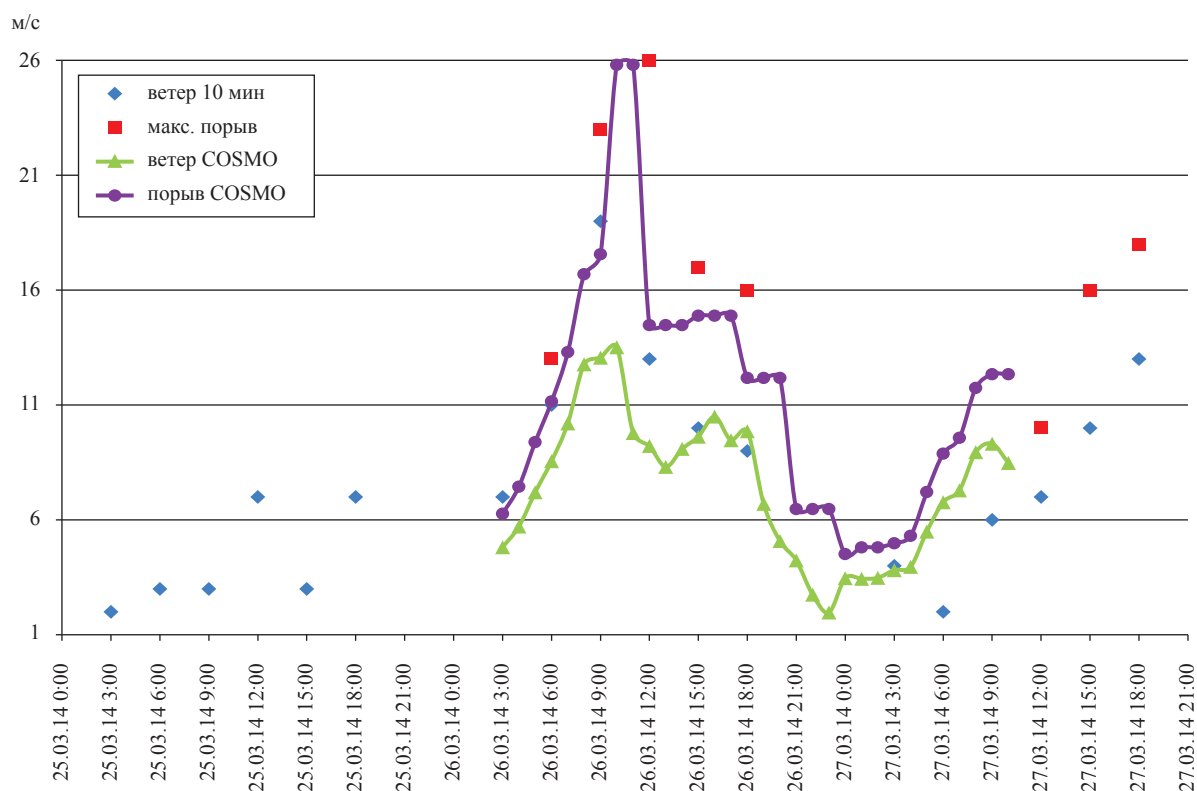


Рис. 9. Скорость ветра и порывы скорости ветра на метеорологической станции острова Колгуев (синоптический индекс метеостанции согласно списку Всемирной метеорологической организации 22095) в период 25–27 марта 2014 г., м/с: зеленая линия – скорость ветра согласно модели COSMO-Ru (шаг сетки 2,2 км); фиолетовая линия – порывы ветра согласно модели COSMO-Ru (шаг сетки 2,2 км); синие маркеры – данные наблюдений скорости ветра; красные маркеры – данные наблюдений скорости порывов ветра

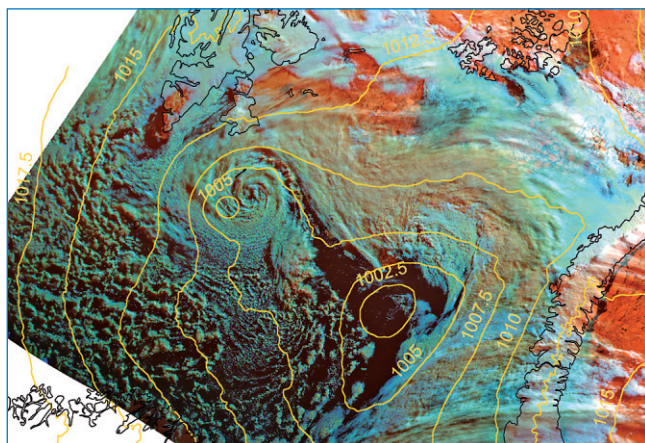


Рис. 10. Полярный циклон:
облачность (по данным MODIS, 00:15 UTC
14 мая 2014 г.) и давление, гПа (по модели COSMO-Ru,
прогноз от 00:00 UTC 13 мая 2014 г. на 24 ч)

В результате проделанной работы можно сделать следующие выводы.

1. Численная модель атмосферы COSMO-Ru способна реалистично воспроизводить динамику и эволюцию полярных циклонов. Данные моделирования верифицированы по данным спутниковых снимков и наблюдений стандартной сети метеорологических станций.

2. Качество прогноза траектории движения полярного циклона существенно зависит от своевременности прогноза.

3. Метод расчета скорости порывов ветра, рекомендованный в стандарте ISO, не учитывает неустойчивой стратификации воздуха в полярных циклонах. Значения скорости порывов ветра, рассчитанные по формулам ISO, существенно отличаются от данных модели COSMO-Ru, учитывающей большее количество физических факторов.

Исследование выполнено за счет грантов Российского научного фонда (проект № 14-37-00053) и Российского фонда фундаментальных исследований (проект №15-55-20003 Норв_а).

Список литературы

1. Rasmussen E. Polar lows: mesoscale weather systems in the Polar regions / E. Rasmussen, J. Turner. – Cambridge, UK: Cambridge university press, 2003.
2. Günther H. Workshop on polar lows / H. Günther, S. Øyvind // Bulletin of The American Meteorological Society (BAMS). – 2013. – V. 94. – Is. 9. – P. ES123–ES126.
3. Noer G. Dates and positions of polar lows over the Nordic seas between 2000 and 2010: met. report № 16/2010 / G. Noer, T. Lien. – Oslo, Norway: The Norwegian Meteorological Institute, 2010. – 6 p.
4. Gunnar N. A climatological study of polar lows in the Nordic Seas / N. Gunnar, S. Øyvind, L. Trond, G. Yvonne // Quart. J. of Roy. Meteor. Soc. – 2011.
5. Brummer B. A polar low pair over the Norwegian Sea / B. Brummer, G. Muller // Mon. Wea. Rev. – 2009. – № 137. – P. 2559–2575.
6. Shapiro M.A. Research aircraft measurements of a polar low over the Norwegian Sea / M.A. Shapiro, L.S. Fedor, T. Hampel // Tellus. – 1987. – № 39A. – P. 272–306.
7. Kristjansson J.E. The Norwegian IPY-THORPEX. Polar lows and Arctic fronts during the 2008 Andøya campaign / J.E. Kristjansson, I. Barstad, T. Aspeli, I. Føre et al. // Bulletin of The American Meteorological Society (BAMS). – 2011. – № 92 (11). – P. 1443–1466.
8. Føre I. The full life cycle of a polar low over the Norwegian Sea observed by three research aircraft flights / I. Føre, J. E. Kristjánsson, Ø. Saetra, Ø. Breivik, B. Røsting, M. Shapiro // Quart. J. of Roy. Meteor. Soc. – 2011. – № 137. – P. 1659–1673.
9. Føre I. A ‘hurricane-like’ polar low fuelled by sensible heat flux: high-resolution numerical simulations / I. Føre, J.E. Kristjánsson, E.W. Kolstad, T.J. Bracegirdle, Ø. Saetra, B. Røsting // Quart. J. of Roy. Meteor. Soc. – 2012. – № 138. – P. 1308–1324.
10. Kolstad E.W. Marine cold-air outbreaks in the future: an assessment of IPCC AR4 model results for the northern hemisphere / E.W. Kolstad, T.J. Bracegirdle // Climate Dynamics. – 2008. – № 30(7–8). – P. 871–885.
11. ИСО 19901-1: 2005. Нефтяная и газовая промышленность. Специальные требования к морским сооружениям. Ч. 1: Проектирование и эксплуатация с учетом гидрометеорологических условий.

УДК 614.8:622.69(571.642)

С.Г. Миронюк

Геологические опасности осваиваемых месторождений восточного шельфа о. Сахалин: идентификация и принципы картографирования

На современном этапе с точки зрения сохранения устойчивости функционирования топливно-энергетической отрасли страны возрастает значение инфраструктуры шельфовых нефтегазовых месторождений о. Сахалин, в том числе подводных добычных комплексов (ПДК). При этом необходимыми условиями безаварийной эксплуатации объектов инфраструктуры являются локализация, распознавание, параметрическое описание и прогноз развития геологических опасностей, осложняющих строительство морских сооружений.

Учитывая неоднозначность толкований термина «геологическая опасность», далее в статье под геологической опасностью будем понимать «компоненты геологической среды, которые могут неблагоприятно воздействовать на экосистемы и инженерные сооружения или вызвать их разрушение» [1]. Оценку геоопасностей проводят на всех стадиях проектирования в следующей последовательности [2]:

1) обоснование целей, задач, методов оценки и критериев приемлемых вероятностей отказов морских сооружений;

2) идентификация опасностей, которая предусматривает:

- на этапе *предпроектных проработок* выявление и описание всех геоопасностей на основе данных оценочных изысканий и обобщения научных публикаций и фондовых материалов, их первичную оценку, установление приоритета геоопасностей с помощью экспертных оценок, описание триггерных эффектов, построение предварительных прогнозных индивидуальных сценариев развития опасных геологических процессов;

- на этапе *разработки проектной документации* характеристику отдельных геоопасностей на основе детальных изысканий и исследований, включая лабораторные и вычислительные эксперименты.

Анализ материалов изысканий реализованных проектов обустройства шельфовых месторождений в восточной части Сахалина (Чайво, Лунское, Киринское и др.), а также опубликованных данных [3–9] позволил на этапе предпроектных проработок составить следующий реестр геоопасностей, выявленных в указанном регионе: землетрясения, разжижение грунтов и неравномерные осадки, цунами, газопроявления в форме внезапных выбросов газа, литодинамические процессы, ледовая экзарация в береговой зоне и др. (таблица).

Основная задача этапа предпроектных проработок – установление приоритета геоопасностей. Для предварительного выявления, описания и ранжирования геоопасностей за рубежом (ExxonMobil, Shell), а в последнее время и в России (проекты строительства газопровода «Голубой поток», освоения Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ) и др.), применяют разнообразные качественные и полуколичественные методы: HAZID (идентификация опасностей), АДС (анализ «дереьев событий»), аналогий и др. Использование экспертных оценок при реализации проекта обустройства Киринского ГКМ позволило выделить следующие геоопасности как приоритетные для детальных исследований: *землетрясения и газопроявления* (газовые карманы с аномально высоким пластовым давлением (АВПД)) [10].

С целью дальнейшей идентификации и картографирования геологических опасностей на этапе разработки проектной документации в пределах Киринской площади

Ключевые слова:

геологические опасности, морские сооружения, о. Сахалин, идентификация опасностей, разжижение грунтов, цунами, картографирование геологических опасностей.

Keywords:

geologic risks, offshore structure, Sakhalin, hazards identification, soil liquefaction, tsunami, mapping of geologic hazards.

**Геологические опасности на площадях месторождений углеводородов
восточного шельфа о. Сахалин**

Месторождение	Глубина моря, м	Технология добычи	Геологические опасности
Одопту-море	18	Наклонно-направленные скважины	Землетрясения, активные разломы, абразия, эскаррация, песчаные волны, палеодолины, газонасыщенные грунты, газовые карманы
Пильтун-Астохское	27–35	Морские эксплуатационные платформы на основании гравитационного типа	Землетрясения, разрывные нарушения, валуны и поля валунов, эрозия, выходы коренных пород, неоднородность грунтового основания, песчаные волны, палеодолины, газонасыщенные грунты, газовые карманы
Аркутун-Даги	15–40	Морская эксплуатационная платформа на основании гравитационного типа	Землетрясения, разрывные нарушения, валуны, эскаррация, песчаные волны, палеодолины, газонасыщенные грунты, газовые трубы, газовые карманы
Чайво	10–26	Морская эксплуатационная платформа на основании гравитационного типа	Землетрясения, разрывные нарушения, валуны, эскаррация, песчаные волны, палеодолины, газонасыщенные грунты
Лунское	42–47	Морская эксплуатационная и буровая платформа на основании гравитационного типа	Землетрясения, разрывные нарушения, выходы коренных пород, валуны и поля валунов, палеодолины, газонасыщенные грунты, газовая труба, газовые факелы, покмарки
Кириновское	75–90	Подводная	Землетрясения, разрывные нарушения, рифели, палеодолины, газонасыщенные грунты, газовая труба, газовые карманы

выполнены комплексные инженерные изыскания, включая сейсморазведку высокого разрешения (СВР), непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП), гидролокацию бокового обзора (ГЛБО), эхолотирование, подводную видеосъемку при помощи телеуправляемого необитаемого подводного аппарата (ТНПА), литодинамические исследования, буровые работы и пробоботбор, лабораторные исследования грунтов и др. Опыт изучения морских геологических опасностей показал, что при выявлении донных мезо- и микроформ (палеодолин, эскаррационных борозд, покмарков и т.д.) наилучшие результаты были получены в ходе совместного анализа батиметрических, сейсмоакустических данных и данных гидролокатора бокового обзора. При этом очевидны преимущества многолучевого эхолотирования по сравнению с однолучевой моделью. Для получения данных о латеральной изменчивости пород и строении геологического разреза, в том числе для обнаружения газонасыщенных грунтов, наилучший результат дает применение многоканального НСАП в комплексе с бурением [11].

Изучение ведущих геопасностей (землетрясений и газопроявлений) с помощью указанных методов позволило заключить следующее [12]. Для периода повторяемости

$T = 1000$ лет, которому отвечает нормативная карта ОСР-97-В, получены следующие оценки исходной сейсмичности для различных участков района обустройства Кириновского ГКМ: максимальная амплитуда колебаний грунта $A_{\max} = 0,21-0,25$ g, сейсмическая интенсивность по шкале MSK $I_{MSK} \approx 8,0-8,3$ балла для грунта II категории, при этом верхние значения I_{MSK} относятся к береговой зоне, а нижние – к восточному глубоководному морскому участку. Результаты выполненных расчетов показывают, что исходная сейсмичность района обустройства Кириновского ГКМ для периода повторяемости $T = 1000$ лет ниже, чем указывается на карте ОСР-97-В, где данный район характеризуется исходной сейсмичностью 9 баллов. Расчетная сейсмическая интенсивность на участках с неблагоприятными грунтовыми условиями достигает 8,7 балла.

К числу наиболее опасных вторичных эффектов землетрясений относятся *разжижение грунтов* и *цунами*. Исследование склонности грунтов к разжижению (по данным статического зондирования, путем динамического трехосного сжатия модельных образцов, а также с использованием метода, основанного на расчетах сейсмического потенциала разжижения) позволило заключить, что песчаные грунты в местах строительства объектов ПДК под-

вержены разжижению. Разжижение грунтов возможно при сейсмических воздействиях с $T = 500\text{--}1000$ лет и магнитудой $M = 5,5\text{--}6,0$. Разжижаются в основном пески мелкие рыхлые, пески средней плотности, песок пылеватый средней плотности и среднетонкий песок средней плотности. Мощность разжижаемых грунтов достигает 3–4 м. Наблюдается тенденция уменьшения мощности разжижаемого слоя по направлению к берегу [13].

Анализ исторических данных (хроник) о цунами на восточном побережье Сахалина, дополненный численным гидродинамическим моделированием распространения цунами, показал:

- цунамиопасность для участков побережья, прилегающих к району Кириного ГКМ, можно квалифицировать как умеренную. Статистические оценки говорят о возможности появления цунами с высотами, превышающими 1,2 м, раз в 50 лет, высотами $> 1,6$ м раз в 100 лет и высотами $> 2,7$ м раз в 500 лет;

- в случае реализации среднего (наиболее вероятного, ожидаемого) сценария развития цунами максимальная высота волн цунами на восточном побережье Сахалина может достигать 3 м. Учет приливных колебаний уровня, амплитуда которых в фазе сизигии может достигать 1 м, увеличивает это значение до 4 м;

- при консервативном подходе (рассматривается самый пессимистический сценарий генерации цунами землетрясениями с $M = 9,0$) амплитуда волн цунами на побережье северного Сахалина может достигать 10 м.

К ведущим геопасностям следует относить также естественные газопроявления в форме метановых сипов и неконтролируемые газопроявления при проходке скважин в виде выброса флюидов при вскрытии газовых карманов с АВПД [14]. Аварии и инциденты, вызванные прорывами газа к поверхности дна, за последние 50 лет произошли в различных регионах Мирового океана, в том числе на российском шельфе Азовского, Каспийского, Восточно-Сибирского, Печорского и Черного морей. Аварии сопровождались загрязнением морской воды, атмосферы, формированием крупных антропогенных котлованов на дне моря (до 500 м в диаметре и глубиной до 100 м), гибелью людей и морских организмов.

Существует несколько вариантов сценария аварийных ситуаций на поверхности моря, связанных с выбросами флюидов при вскрытии газовых карманов [15]:

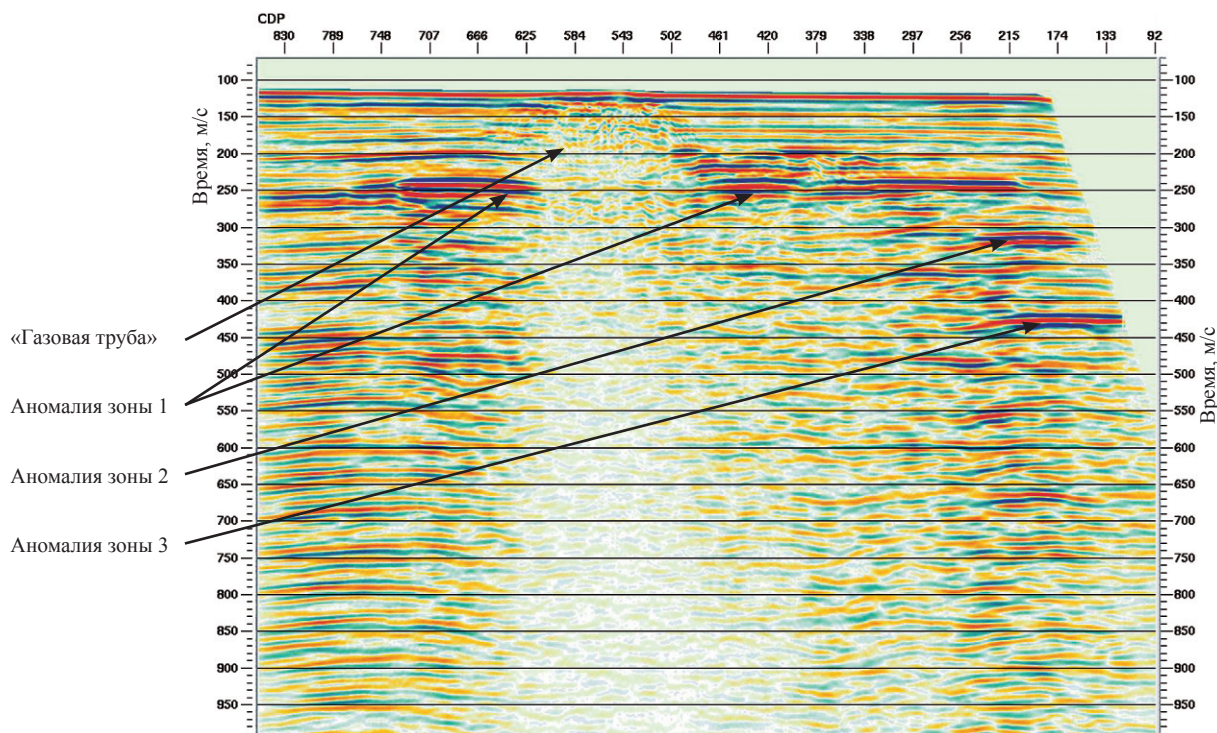
- 1) авария с наиболее тяжелыми последствиями для буровых гравитационных платформ: выброс газа под или вблизи платформы, образование котлована и его рост в процессе развития аварийной ситуации, нарушение устойчивости сооружения, опрокидывание платформы;

- 2) авария с наиболее тяжелыми последствиями для плавучих буровых установок и судов: выброс газа, образование газовойдынного шлейфа, образование газовойдынного облака, пожар (взрыв), снижение/потеря плавучести плавсредств, попавших в зону выхода газовойдынного шлейфа на поверхность воды, гибель плавсредств;

- 3) общий сценарий с наиболее тяжелыми последствиями для буровых платформ и судов: выброс газа, образование над поверхностью моря взрывоопасного газовойдынного облака, возможные его возгорание или взрыв в замкнутой зоне морских сооружений. К числу сценариев с тяжелыми гуманитарными последствиями следует отнести таковой, приводящий к выбросам токсичного газа (например, сероводорода H_2S) на палубу бурового судна;

- 4) наиболее вероятный сценарий: выброс и падение в рабочей зоне оборудования, спущенного в скважину, бурового раствора и шлама в связи с газопроявлениями, изменение динамических характеристик гребных винтов и рулевых устройств судов, частичная потеря их плавучести.

В пределах Кириного блока геофизическими методами – НСАП и СВР (работы выполнялись ЗАО «Тихоокеанская инжиниринговая компания», г. Южно-Сахалинск) – обнаружены два основных вида поверхностных газопроявлений: локальные (сосредоточенные) выходы (газовые факелы) и площадное поступление метана из так называемых газовых труб над газоносными структурами. В районе исследований отчетливо выделяются две «газовые трубы», которые образовались в результате миграции флюидов вверх по разрезу из глубокозалегающих горизонтов. Одна из них находится на Кириной площади и прослеживается до самого дна (рисунок). Над газовой трубой сформировался бугор высотой до 1,5–2,0 м.



Сейсмопрофиль «газовой трубы» (вертикальная зона осветления записи) и газовых карманов (аномальные зоны) в центральной части Киринского ГКМ: CDP (англ. common-depth point) – общая глубинная точка, м

К наиболее опасному для ПДК виду газопроявлений относятся так называемые газовые карманы в верхней части осадочного чехла, приуроченные к плейстоценовым и неогеновым пескам, алевролитам и слаболитифицированным песчаникам. Выделены три-четыре зоны локализации газовых карманов на глубинах преимущественно 100–325 м от поверхности морского дна.

Бурению скважин, особенно эксплуатационных, внутри контура нефтегазоносной залежи должны предшествовать детальные геофизические исследования с целью обнаружения зон АВПД. Предварительная оценка степени их опасности возможна на основе анализа аномальных эффектов отраженных волн. С целью идентификации и оценки степени опасности зон газонасыщения (газовых карманов) для сооружений ПДК рассматривался следующий комплекс аномальных эффектов отраженных волн:

- резкое возрастание амплитуд и уменьшение их частоты;
- изменение полярности волн (с положительной на отрицательную);
- прогибание под «яркими пятнами» границ ниже залегающих отражающих горизонтов (за счет уменьшения скорости прохождения

волн в газосодержащих грунтах). Учитывалась также глубина залегания газовых карманов с АВПД.

Как показывает практика, наиболее эффективным методом обнаружения зон газонасыщения является объемная сейсморазведка. Ее применение позволяет избежать неоднозначности при идентификации аномалий волнового поля (нередко аномалии возникают из-за литологической неоднородности разреза, а не в связи с газонасыщенностью осадков) и, в случае обнаружения, более точно определить пространственное положение газовых карманов.

Работы по оценке геопасностей завершаются составлением картографических моделей: инвентаризационных карт опасностей газопроявлений и/или всех обнаруженных на донной поверхности или в грунтовой толще геопасностей в масштабах 1:5000 – 1:10000. Назначение таких карт – отображение общих закономерностей пространственного распространения геопасностей.

По заданию заказчика дополнительно может быть составлена крупномасштабная карта районирования донной поверхности по степени геологической опасности. При ее составлении применяется метод экспертного ранжи-

рования геологических опасностей. В качестве геоопасностей рассматриваются геологические процессы, специфические грунты, неровности морского дна (поднятия и впадины) и т.д., которые могут повлиять на устойчивость морских сооружений. Критериями ранжирования являются последствия (разной тяжести – аварии,

инциденты, дефекты) их воздействий на сооружения. Выделяются категории высокой, средней и низкой геоопасности. Указанным категориям соответствуют следующие таксоны зонирования морского дна по геоопасности: опасная зона, зона относительной опасности и относительно безопасная зона.

Список литературы

1. Миرونюк С.Г. Опыт комплексной оценки и крупномасштабного районирования северо-восточного шельфа Черного моря по геологической опасности для строительства линейных объектов / С.Г. Миرونюк, В.В. Маркарьян, С.К. Шельтинг // Инженерные изыскания. – 2013. – № 13. – С. 46–57.
2. Миرونюк С.Г. Морские инженерные изыскания и оценка опасности субаквальных геологических процессов / С.Г. Миرونюк // Инженерные изыскания. – 2014. – № 4. – С. 60–64.
3. Астафьев В.Н. Торосы и стамухи Охотского моря / В.Н. Астафьев, Г.А. Сурков, П.А. Трусков. – СПб.: Прогресс-Погода, 1997. – 197 с.
4. Белошапков А.В. Аккумулятивные формы прибрежной зоны и шельфа северо-восточного Сахалина / А.В. Белошапков, А.И. Гордин, В.В. Ильин, В.Ф. Путов // Человечество и береговая зона Мирового океана в XXI веке. – М.: ГЕОС, 2001. – С. 126–140.
5. Кофф Г.Л. Оценка риска цунами и сейсмического риска береговых зон Сахалинской области / Г.Л. Кофф, Б.В. Левин, Е.Н. Морозов, О.В. Барсукова. – М.; Южно-Сахалинск, 2005. – 61 с.
6. Поломошнов А.М. Исследование стамух на шельфе северного Сахалина / А.М. Поломошнов, В.Н. Астафьев, С.В. Землюк // Материалы 2-го Европейского симпозиума по шельфовой механике ISOPE EUROMS-99: Трубопроводы. – М., 1999. – С. 85–88.
7. Рогожин Е.А. Очерки региональной сейсмотектоники / Е.А. Рогожин. – М.: ИФЗ РАН, 2012. – 340 с.
8. Тараканов Р.З. Сейсмичность, глубинное строение и сейсмическая опасность Курило-Охотского региона / Р.З. Тараканов: дис. ... д-ра физ.-мат. наук в форме науч. докл. – Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 2006. – 76 с.
9. Шакиров Р.Б. Морфотектонический контроль потоков метана в Охотском море / Р.Б. Шакиров, А.И. Обжиров // Подводные исследования и робототехника. – 2009. – № 1 (7). – С. 31–39.
10. Миرونюк С.Г. Подводные добычные комплексы – перспективное направление добычи газоконденсата на шельфе. Технология и риски / С.Г. Миرونюк, О.А. Пименов, О.А. Порядина, Н.О. Хозяинова // Газовая промышленность. – 2014. – Декабрь (№ 715). – С. 28–33.
11. Миرونюк С.Г. Опыт применения геофизических методов с целью идентификации морских геологических опасностей / С.Г. Миرونюк, С.М. Клещин // ГеоИнжиниринг, 2010. – № 1. – С. 48–54.
12. Миرونюк С.Г. Опыт сейсмического микрорайонирования участков строительства морских трубопроводных и добычных сооружений на шельфе / С.Г. Миرونюк // Газовая промышленность. – 2014. – Спецвыпуск: Промышленная безопасность и противопожарная защита объектов газовой промышленности (№ 712). – С. 113–119.
13. Миرونюк С.Г. Оценка разжижаемости грунтов на площадках строительства подводных трубопроводов и добычного комплекса в районах северо-западного и северо-восточного шельфа о. Сахалин / С.Г. Миرونюк, С.В. Манжосов, В.Ю. Ионов // Инженерные изыскания. – 2011. – № 6. – С. 6–14.
14. Миرونюк С.Г. Газонасыщенные морские грунты и естественные газовыделения углеводородов: закономерности распространения и опасность для инженерных сооружений / С.Г. Миرونюк, В.П. Отто // Геориск. – 2014. – № 2. – С. 8–18.
15. Миرونюк С.Г. Локализация приповерхностных зон скопления газа (газовых карманов и труб) геофизическими методами и оценка их опасности для морских сооружений / С.Г. Миرونюк // ТЭК. Безопасность. – 2013. – № 2. – С. 74–79.

УДК 551.467(571.642)

М.М. Чумаков, К.В. Лужкова

Определение ледовых условий на акватории Охотского моря у восточного побережья о. Сахалин с помощью спектрорадиометрических данных дистанционного зондирования

Ключевые слова:
спутниковый
снимок,
ледяное поле,
ледовые условия,
попынька,
трещины,
спектрорадиометр.

Keywords:
satellite image,
ice floe,
ice conditions,
ice opening,
splits,
spectroradiometer.

Шельф острова Сахалин богат запасами углеводородов, и в настоящее время происходит их активное освоение. Наиболее актуальной задачей на сегодняшний день является разработка нефтегазовых месторождений Киринского перспективного лицензионного участка, находящегося на шельфе восточной части острова. Акватория, на которой располагается этот участок, характеризуется высокой штормовой активностью, а также частой повторяемостью туманов, что делает ее неблагоприятной для навигации даже в безледный период. Однако наибольшую сложность при изучении и освоении данных месторождений составляют тяжелые ледовые условия. В связи с этим нужно получить детальную информацию о характеристиках ледового режима рассматриваемой акватории. Следует отметить, что сбор всех необходимых данных невозможно осуществить только с помощью экспедиций и судовых наблюдений, поскольку это потребует значительных финансовых и временных затрат в силу того, что такие работы должны выполняться в оперативном режиме на протяжении не менее 10 ледовых сезонов [1]. Поэтому для мониторинга ледовой обстановки и определения требуемых при проектировании объектов обустройства характеристик ледового режима должны использоваться спутниковые снимки, в результате обработки которых получают информацию о наличии и типе льда, ширине припая, положении границы дрейфующего льда, скорости дрейфа и размерах ледяных полей.

Спутниковые снимки являются продуктом выполняемого с искусственных спутников Земли (ИСЗ) дистанционного зондирования земной поверхности (ДЗЗ), которое может осуществляться двумя методами. Первый метод – активное зондирование, к которому относится радиолокационная съемка земной поверхности с помощью радара бокового обзора с синтезированной апертурой (РСА). Второй метод – пассивное зондирование, при котором с помощью спектрорадиометра, установленного на ИСЗ, производится измерение электромагнитного излучения земной поверхности в различных спектральных диапазонах.

В настоящее время на сайте NASA размещены данные ДЗЗ за период с 2002 г. по настоящее время, полученные с помощью спектрорадиометров MODIS, установленных на ИСЗ Terra и Aqua. Распространение указанных данных на условиях бесплатного доступа превращает их в важнейший (с учетом их пространственно-временного покрытия) информационный ресурс при проведении исследований, направленных на определение режимных характеристик, а также оценку ледовой обстановки на интересующей акватории. В связи с этим обстоятельством следует подробнее проанализировать состав предоставляемой на сайте NASA информационной продукции.

Все данные непрерывных наблюдений, выполняемых с помощью спектрорадиометра MODIS, представлены в отдельных информационных массивах (гранулах), объединяющих данные сканирования земной поверхности, полученные в течение 5 мин пролета ИСЗ и таким образом покрывающие территорию $\sim 2330 \times 2000$ км. Сканирование производится с помощью 490 детекторов, которые измеряют электромагнитное излучение в 36 спектральных диапазонах, охватывающих видимую и инфракрасную области спектра. Необходимо отметить (см. таблицу), что лишь в диапазоне 1 и в диапазоне 2 пространственное разрешение детекторов составляет 250 м.

Диапазоны спектрорадиометра MODIS

№ диапазона	Средняя длина волны, мкм	Пространственное разрешение, м	Ширина диапазона, мкм	№ диапазона	Средняя длина волны, мкм	Пространственное разрешение, м	Ширина диапазона, мкм
1	0,645	250	0,050	19	0,94	1000	0,050
2	0,858	250	0,035	20	3,75	1000	0,180
3	0,469	500	0,020	21	3,96	1000	0,059
4	0,555	500	0,020	22	3,96	1000	0,059
5	1,240	500	0,020	23	4,05	1000	0,061
6	1,640	500	0,0246	24	4,47	1000	0,065
7	2,130	500	0,050	25	4,52	1000	0,067
8	0,412	1000	0,015	26	1,375	1000	0,030
9	0,443	1000	0,010	27	6,72	1000	0,360
10	0,488	1000	0,010	28	7,33	1000	0,300
11	0,531	1000	0,010	29	8,55	1000	0,300
12	0,551	1000	0,010	30	9,73	1000	0,300
13	0,667	1000	0,010	31	11,03	1000	0,500
14	0,678	1000	0,010	32	12,02	1000	0,500
15	0,748	1000	0,010	33	13,34	1000	0,300
16	0,869	1000	0,015	34	13,64	1000	0,300
17	0,905	1000	0,030	35	13,94	1000	0,300
18	0,936	1000	0,010	36	14,24	1000	0,300

Измерения, относящиеся к одной грануле, записаны в нескольких HDF-файлах [2], которые также содержат необходимые для их использования метаданные.

Помимо указанной информации на сайте NASA представлены спутниковые снимки, которые построены для каждой гранулы и представляют собой синтезированные RGB-изображения. Однако у этих изображений отсутствуют географическая привязка и коррекция, что существенно затрудняет их непосредственное использование в процессе исследований ледяного покрова. Также на сайте для многих районов земного шара имеются геолокализированные спутниковые снимки за отдельные годы, начиная с 2008 г., при построении которых использовались данные всех гранул за соответствующий день. Эти снимки могут быть использованы для получения некоторых пространственных характеристик ледяного покрова (например, ширины припая), но с их помощью невозможно определить скорость дрейфа ледяных полей.

Следовательно, для построения спутниковых снимков, пригодных для использования в целях определения режимных характеристик ледяного покрова на изучаемой акватории, необходимо разработать и применять методику генерации синтезированного RGB-

изображения непосредственно по данным измерений, выполненных с помощью спектрорадиометра MODIS.

Методика генерации спутниковых снимков непосредственно по данным MODIS

Следуя методике, приведенной в [3], для построения снимка в видимом свете используются данные об электромагнитном излучении, полученные в диапазонах 1, 4 и 3 (645, 555, 469 нм соответственно), т.е. интенсивности излучения в красной, зеленой и синей частях спектра видимого света подставляются на место первого (RED), второго (GREEN) и третьего (BLUE) каналов генерируемого RGB-изображения. Однако такой снимок малоприменим для определения параметров ледяного покрова, поскольку ледяной покров и многие формы облачности могут быть неотличимы друг от друга. Поэтому при проведении исследований ледяного покрова широкое применение нашли снимки, представляющие собой синтез излучений в видимой части спектра и его инфракрасной области. На практике активно используются снимки, представляющие собой RGB-изображения, сгенерированные по величинам излучения в 3-м, 6-м и 7-м диапазонах. На таких снимках регионы, покрытые снегом или льдом, будут окрашены в оттенки

красного цвета, поскольку лед и снег обладают большой отражательной способностью в синей части спектра видимого света, а его излучение в инфракрасной области (диапазоны 6 и 7) весьма малó. Облака хорошо отражают во всех этих диапазонах и, следовательно, на снимке будут иметь белую окраску.

Тем не менее, существенным недостатком вышеописанных снимков является их относительно невысокое пространственное разрешение, которое в силу особенностей используемых детекторов (см. таблицу) не может быть меньше 500 м/пиксель. Следует отметить, что размещенные на сайте NASA синтезированные снимки, использующие диапазоны 3, 6, 7 с разрешением 250 м, получены путем интерполяции [4] и, следовательно, не несут дополнительной информации об особенностях рельефа ледяного покрова.

Учитывая технические характеристики детекторов спектрорадиометра MODIS, для генерации снимка с истинным пространственным разрешением, равным 250 м, необходимо использовать данные измерений, выполненных в диапазонах 1 и 2. Диапазон 1 принадлежит видимой части спектра, а диапазон 2 находится в близкой инфракрасной области, и в светлое время суток его данные отражают в большей степени видимое излучение.

Если при генерации снимка, использующего RGB-представление (красный–зеленый–голубой), на место второго (GREEN) и третьего (BLUE) каналов подставить данные с детекторов диапазонов 2 и 1 соответственно, а на место первого канала (RED) – данные диапазонов 6 или 7, то регионы, покрытые снегом или льдом, будут окрашены в оттенки голубого цвета. Чем больше льда, тем больше абсорбция в коротковолновой части инфракрасного диапазона (1652 и 2155 нм) и, следовательно, большая яркость голубого цвета присутствует в окраске региона. Морская вода будет выглядеть на снимке очень темной, почти черной, поскольку хорошо поглощает во всех используемых диапазонах. Таким образом, комбинация этих длин волн позволяет надежно выделять регионы, покрытые снегом или льдом, и за счет высокого пространственного разрешения детекторов видимого диапазона хорошо отражает неоднородности ледяного покрова.

Необходимо отметить, что снимки, выполненные в диапазонах 7, 2, 1, применялись при

исследованиях ледового режима различных акваторий [5–7].

Технологический процесс генерации спутниковых снимков состоит из следующих этапов:

1) для исследуемого региона определяют моменты времени, когда производилась съемка с ИСЗ Terra или Aqua;

2) просматривают все образцы снимков и выбирают по возможности тот, на котором интересующий регион расположен в центре снимка и не закрыт облаками;

3) для выбранного снимка производят с сайта NASA загрузку данных спектрорадиометра, которые хранятся в виде HDF-файлов. Объем загружаемых данных составляет около 350 МБ;

4) с помощью программного обеспечения, предоставляемого на сайте NASA, производят генерацию трех файлов в формате GEO-TIF, в которых в графической форме содержатся геолокализованные значения электромагнитного излучения в соответствующих диапазонах.

5) используя инструментарий геоинформационной системы (ГИС), например ArcInfo, из трех ранее полученных GEO-TIF-файлов генерируют снимок в RGB-представлении;

6) настройкой гистограммы цветности каждого цветового канала (RED, GREEN, BLUE) производят коррекцию изображения в соответствии с рекомендациями, изложенными в работе [8].

Анализ спутниковых снимков шельфа о. Сахалин

С целью определения режимных характеристик ледяного покрова на акватории шельфа Сахалина создан электронный архив, содержащий около 200 снимков, сгенерированных по данным спектрорадиометрической съемки за период с 2007-го по 2014 г. На рис. 1 приведен сгенерированный снимок за 09 февраля 2008 г., отражающий характерную для этого времени года высокую (9–10 баллов) сплоченность дрейфующего льда на исследуемой акватории.

По данным снимка, приведенного на рис. 1, с помощью инструментария ГИС можно определить, что припай простирается вдоль всего восточного побережья острова, однако его ширина составляет не более 1,5 км. Залив Терпения практически свободен ото льда – отчетливо видна открытая вода, отображаемая

на снимке черным цветом, тем не менее южнее и мористее (дальше от берега) наблюдается дрейфующий лед, который выносится под воздействием квазистационарного и приливного течения, а также преимущественных ветров от восточного побережья Сахалина к острову Хоккайдо.

На рис. 2 изображен сгенерированный снимок за 26 февраля 2008 г., отражающий процесс образования ниласа и молодого льда в заприпайной полынье.

Учитывая, что более светлые оттенки голубого цвета на снимке соответствуют большей толщине льда, анализ цветности ледяного покрова позволяет сделать вывод о том, что на исследуемой акватории наблюдался дрейф ледяных полей, толщина которых составляла более 1 м. Максимальный размер ледяного поля, зафиксированный в этот день, составил $10,0 \times 6,1$ км. Сплоченность льда на рассматриваемой акватории достигала 7–8 баллов.

В целях определения среднесуточной скорости дрейфа ледяных полей, которые могут представлять угрозу надводным объектам устройства Киринского месторождения, были сформированы серии последовательных снимков, по которым возможно надежно идентифицировать траектории перемещения гигантских (более 10 км в поперечнике) ледяных полей. На основании пространственно-временных данных о траекториях перемещения ледяных полей были рассчитаны среднесуточные значения скорости их дрейфа. Максимальная зафиксированная на акватории месторождения среднесуточная (24–25 февраля 2014 г.) скорость дрейфа гигантского ледяного поля (длина – 36 км, ширина – 13 км) составила 35 см/с (рис. 3).

По данным спутникового снимка (см. рис. 3), дрейф этого гигантского ледяного поля происходил при общей сплоченности льда, достигавшей 9–10 баллов. При этом согласно данным гидрометеостанции «Комвро» ветер был очень слабым, что позволяет сделать вывод о том, что такая высокая скорость дрейфа была индуцирована исключительно квазистационарным течением (Сахалинское течение), наблюдаемым у восточного побережья острова.

При анализе сгенерированных снимков за период 2007–2014 гг. установлено, что на весенних снимках, примерно с середины апреля до начала мая, вдоль всего восточного побережья острова Сахалин идентифицируется

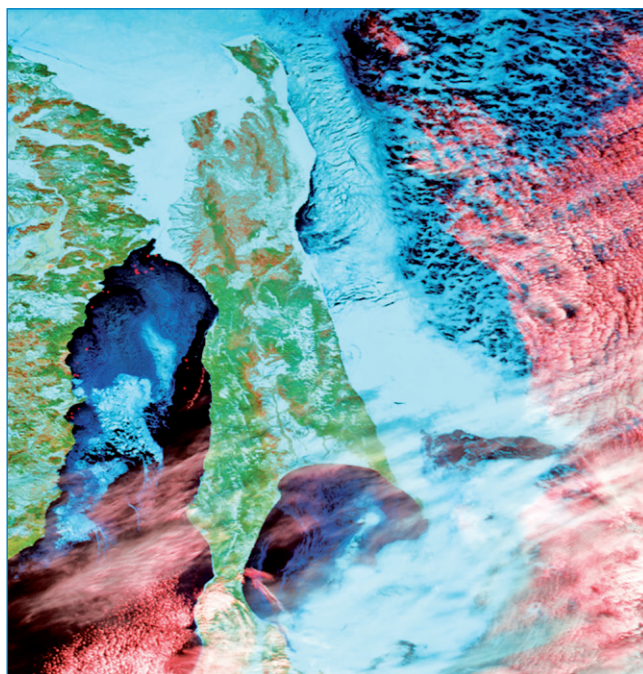


Рис. 1. Спутниковый снимок, сгенерированный по данным MODIS на ИСЗ Terra, отражающий ледовую обстановку у берегов Сахалина 9 февраля 2008 г.

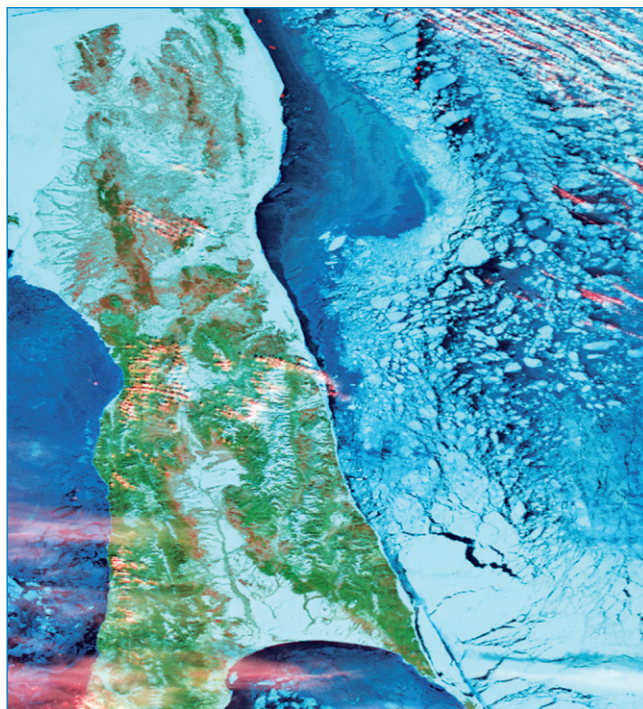


Рис. 2. Спутниковый снимок, сгенерированный по данным MODIS на ИСЗ Terra, отражающий ледовую обстановку у берегов Сахалина 26 февраля 2008 г.

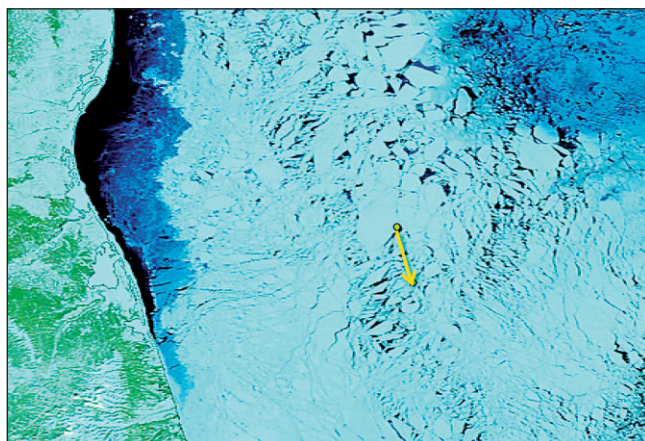
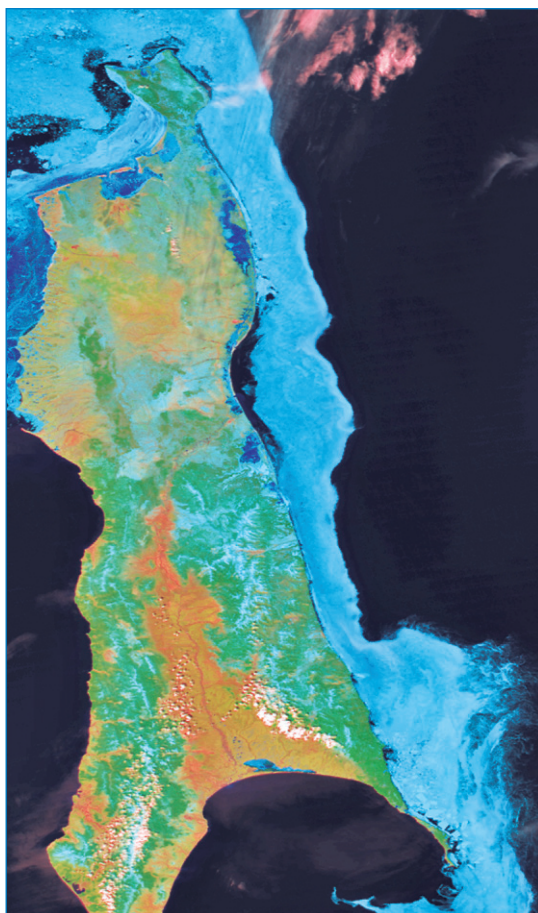


Рис. 3. Спутниковый снимок, отражающий ледовую обстановку на акватории Киринского месторождения 25 февраля 2008 г.: стрелка обозначает вектор смещения краев гигантского ледяного поля за 24 ч

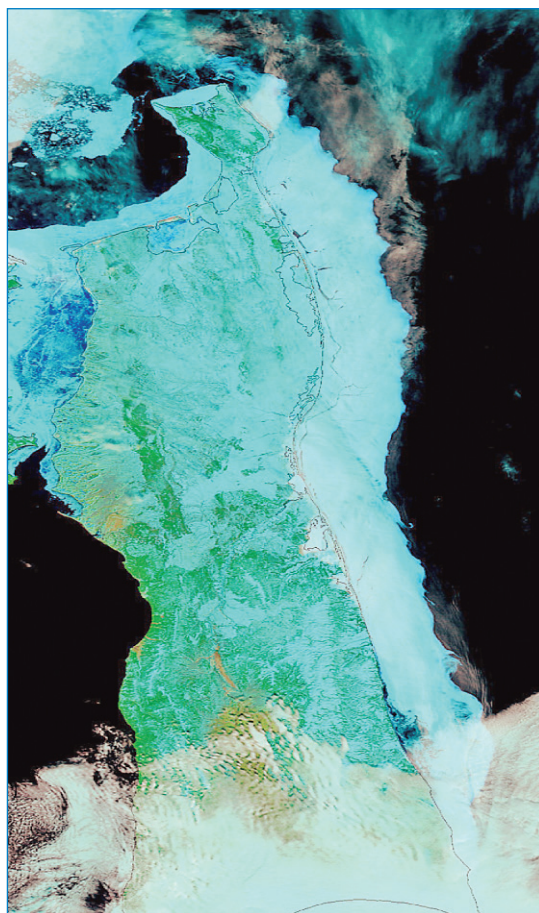
такое опасное природное явление, как ледовая река (рис. 4). Появление ледовой реки связано со вскрытием льда на реке Амуре и вы-

носом под воздействием стокового течения и циркуляционных течений Амурского лимана и Сахалинского залива мелкобитого и тертого пресноводного льда к мысу Елизаветы. Здесь лед смешивается с ледяными полями из северо-западной части Охотского моря и под воздействием Сахалинского течения начинает дрейфовать на юг вдоль восточного побережья.

Ширина образующейся ледовой реки составляет около 40 км, что позволяет ей полностью покрывать акваторию Киринского перспективного лицензионного участка сжатым крупнобитым, мелкобитым и тертым льдом сплоченностью 9–10 баллов. Столь высокая сплоченность, степень сжатия и наличие сплоченной кромки льда определяются, по-видимому, переходом в этот период атмосферной циркуляции к летнему муссонному типу, который характеризуется преобладанием ветров южных и юго-восточных направлений, а также наличием устойчивого круговорота вод вдоль восточного побережья острова.



а



б

Рис. 4. Спутниковые снимки, отражающие ледовую обстановку у берегов Сахалина (слева – 11 мая 2007 г., справа – 12 мая 2010 г.), определяемую ледовой рекой

Таким образом, в результате анализа сгенерированных снимков за период 2007–2014 гг. определены следующие особенности ледового режима акватории Киринского перспективного лицензионного участка, учет которых необходим при проектировании обустройства и оценке соответствующих рисков:

- высокая сплоченность льда (9–10 баллов) в течение всего зимнего периода;
- кромка дрейфующего льда в отдельные месяцы располагается на расстоянии до 150 км от восточного берега Сахалина;
- главная особенность ледового режима у восточного побережья острова – незначительная ширина припайного льда, составляющая в среднем порядка 1,5 км. Максимальная зафиксированная ширина припая – 4 км (17 февраля 2010 г.);

- в весенние месяцы наблюдается такое опасное природное явление, как ледовая река.

При этом следует учитывать, что при современном уровне развития методов ДЗЗ для точного определения параметров ледяного покрова (толщины льда, морфометрических характеристик ледяных образований и максимальной скорости их дрейфа), от величины которых существенно зависит уровень ледовой нагрузки, одних только данных спутниковых снимков недостаточно. Поэтому в целях исследования ледового режима акватории Киринского перспективного лицензионного участка наряду со сбором и анализом данных ДЗЗ необходимо провести серию ледовых экспедиций, в рамках которых должны быть выполнены полевые инструментальные наблюдения за ледяным покровом и обобщены их результаты.

Список литературы

1. Guide of Climatological practices. – Geneva: WMO, 2011. – № 100.
2. Barbieril R. Draft of the MODIS level 1B algorithm theoretical basis document version 2.0 [ATBMOD – 01]: SAIC/GSC MCST Document / R. Barbieril, H. Montgomery, S. Qiu, B. Barnes, D. Knowles Jr., N. Che, I.L. Goldberg. – 1997. – February 13. – 70 p.
3. Gumley L. Creating reprojected true color MODIS images: tutorial. Version 1.0.2 / L. Gumley, J. Desclotres and J. Schmaltz. – 2010. – January 14.
4. Franz B.A. MODIS land bands for ocean remote sensing applications / B.A. Franz, P.J. Werdell, G. Meister, E.J. Kwiatkowska, S.W. Bailey, Z. Ahmad, C.R. McClain // Proc. Ocean Optics XVIII, 9–13 October 2006. – Montreal, Canada, 2006.
5. Чумаков М.М. Методика обработки спутниковых снимков высокого разрешения для оценки характеристик ледового режима и влияния изменчивости ледяного покрова на динамику вод северного Каспия / М.М. Чумаков, О.И. Зильберштейн, А.Л. Лобов и др. // Труды Международной конференции «Освоение шельфа арктических морей» (RAO/CIS Offshore 2007). – СПб., 2007.
6. Лужкова К.В. Определение характеристик ледяного покрова на акваториях западной части Карского моря и Обско-Тазовского региона по радиолокационным и спектрорадиометрическим данным дистанционного зондирования Земли / К.В. Лужкова, М.М. Чумаков // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 113–118.
7. Наумов М.А. Идентификация зимних подвижек припая и разработка расчетного сценария воздействия примерзших ледяных полей на морскую платформу для условий Обской губы / М.А. Наумов, Д.А. Онищенко, М.М. Чумаков // Труды конференции ROOGD-2012. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 480–493.
8. Vermote E.F. Atmospheric correction algorithm: spectral reflectances (MOD09). Version 4.0 / E.F. Vermote, A. Vermeulen / NASA contract NAS5-96062. – April 1999.

УДК 629.563

Д.А. Онищенко, А.В. Марченко

Моделирование разворота на месте плавучего сооружения судового типа с внутренней турелью в условиях сплоченного ледяного покрова

Ключевые слова:

технологическое судно, якорная система удержания, ледовая нагрузка, разворот на месте, математическая модель.

Keywords:

ship-shaped production unit, mooring system, ice actions, turning on the spot, mathematical model.

В связи с перспективами освоения морских месторождений углеводородов в Арктике и в других ледовитых морях, расположенных на глубинах, исключающих применение стационарных платформ (на уровне современных технологий критической в этом смысле считается глубина моря порядка 150 м), на повестку дня выносятся вопросы технической осуществимости применения плавучих сооружений. Одной из основных задач, требующих решения для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации плавучего сооружения, является позиционирование при ледовых воздействиях (см., например, [1, 2] и ссылки внутри).

В целом с точки зрения формы сооружения в плане все плавучие ледостойкие сооружения, применяемые в морской нефтегазодобыче, могут быть поделены на две большие группы: 1) судового формы, когда один линейный размер (длина) в несколько раз превышает другой (ширину), и 2) осесимметричной (или циклически симметричной) формы, когда размеры сооружения в плане одного порядка. Применительно к представителям первой группы обычно используют термин «технологическое судно» (ТС), второй – «морская платформа». На уровне концептуальных проработок предлагаются смешанные варианты сооружений – типа «обрубленного судна», когда корпус имеет судовые обводы, но его длина того же порядка, что и ширина [3, 4].

Одно из принципиальных отличий представителей двух указанных групп заключается в том, что значения ледовой нагрузки на морскую платформу обычно слабо зависят от ориентации платформы относительно направления дрейфа льда, в то время как для ТС нагрузка при ориентации корпуса перпендикулярно направлению дрейфа льда может в разы превышать нагрузку при ориентации навстречу дрейфующему льду. Поэтому при проектировании ТС отдельного исследования требует вопрос, насколько эффективно заякоренное судно способно совершать разворот на месте в данных ледовых условиях.

Известно, что в ледовитых морях достаточно часто наблюдается резкое изменение направления дрейфа льда [1, 5]. В качестве характерного примера можно привести ситуацию в Печорском море. Согласно данным наблюдений [1] события, заключающиеся в смене направления дрейфа льда на 135° и больше за отрезок времени, не превышающий 15 мин, фиксируются там в среднем 1,5 раза в сутки. Разворот может быть активным, когда крутящий момент создается в основном тягой движителей, и пассивным – крутящий момент создается без участия движителей судна лишь за счет воздействия надвигающегося льда. В силу отсутствия в русскоязычной технической литературе общепринятых аналогов англоязычных терминов *weather-vaning* и *ice-vaning*, которые дословно переводятся на русский как «разворачивание против ветра (или волны)» и «разворачивание против дрейфа льда» соответственно, далее будем использовать для обозначения способности судна совершать пассивный разворот в условиях переменного дрейфа не вполне устоявшийся по причине новизны термин «флюгирование» [6].

Перспективным с точки зрения решения задачи удержания ТС на месте в условиях дрейфующего льда является применение технологии динамического позиционирования при помощи набора движителей различной конструкции с соответствующей системой управления. В последние годы для изучения возможностей и ограни-

чений данного технологического направления реализован целый ряд трудоемких экспериментальных исследований в ледовых бассейнах, а также проведено математическое моделирование [7–9]. В настоящее время считается, что технологии динамического позиционирования имеют ограниченные возможности в условиях тяжелых льдов. В работе [2] указывается, что предельное значение толщины льда для эффективного применения систем динамического позиционирования определяется массогабаритными характеристиками судна и параметрами движительной установки, а также свойствами системы управления двигателями. Утверждается, что на современном уровне развития технологии можно ожидать, что предельное значение толщины льда находится в диапазоне 0,5–1 м даже при условии, что лед был обработан ледоколами. Поэтому задача моделирования пассивного разворота в тяжелых льдах остается актуальной. Особую опасность порождают ситуации сжатия, даже в битом льду, поскольку существенно затрудняются процессы очищения пространства ото льда в окрестности бортов судна [2].

Задача о пассивном развороте исследовалась в ледовых бассейнах и в рамках численного моделирования [4, 10, 11]. Отметим, что критической характеристикой в задаче является максимальное значение удерживающей силы, реализуемое в процессе разворота.

В задаче имеется несколько важных параметров, влияющих – в различной степени – на это значение. В число таких параметров входят: давление льда на борта судна; скорость дрейфа; жесткость системы якорного позиционирования; массогабаритные характеристики судна, включая расположение внутренней турели. Трудоемкость экспериментов в ледовых бассейнах не позволяет выполнить полноценный параметрический анализ данной задачи. То же относится и к моделированию с использованием метода дискретных элементов, поскольку основное время расчетного процесса приходится на анализ взаимодействия обломков льда друг с другом [10, 12].

В настоящей работе в рамках относительно простых инженерных моделей представлена аналитическая оценка мощности двигателей, требуемой для совершения активного разворота ТС в ледовых условиях, а также максимального значения восстанавливающей силы, возникающей в системе удержания в процессе пассивного разворота судна в условиях сплошного дрейфующего льда.

Постановка задачи

Рассмотрим задачу о развороте судна с внутренней турелью и одноточечной системой заякорения (рис. 1) под действием дрейфующего льда (пассивный разворот, см. рис. 1а), а также, возможно, сил, создаваемых двигателями

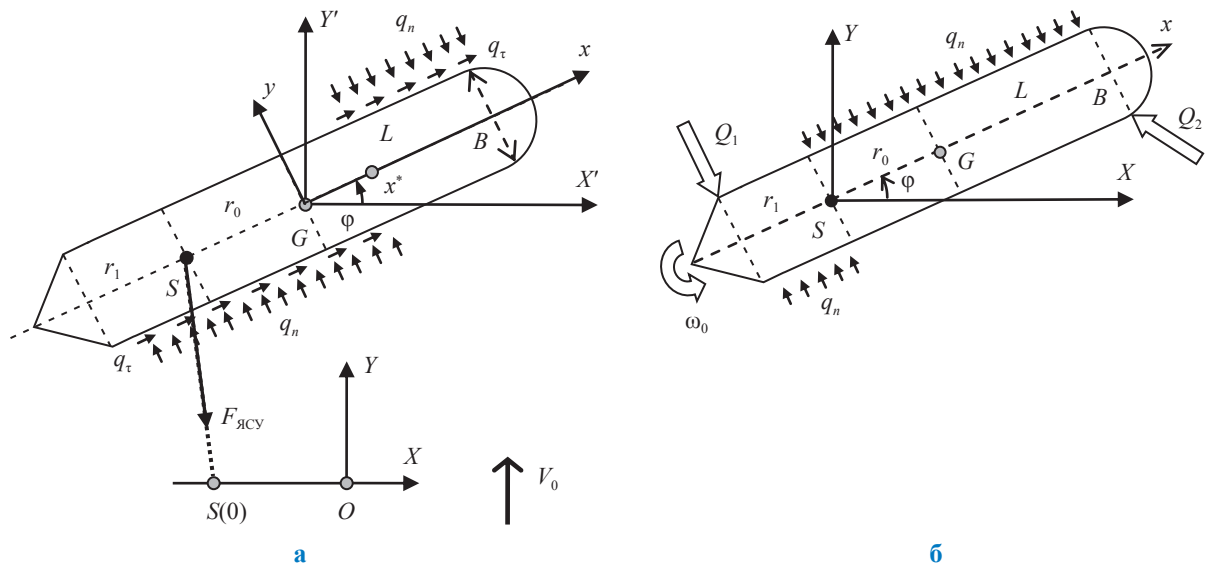


Рис. 1. Расчетная схема пассивного (а) и активного (б) разворотов заякоренного судна в ледовых условиях:

$2L$ – длина судна; B – ширина судна (на уровне ватерлинии);
 r_0 – расстояние между турелью и центром тяжести G ; m – полная масса судна

(активный разворот, см. рис. 16). Ограничимся плоской постановкой задачи: исключим из рассмотрения возможную вертикальную, бортовую и килевую качку. Пусть турель (точка S) смещена в носовую часть относительно середины судна G (в целях упрощения рассматривается случай, когда центр тяжести судна расположен в средней точке). Далее, предполагаем, что дрейф льда происходит со скоростью V_0 в направлении оси Y неподвижной системы координат OXY . Под воздействием надвигающегося льда корпус судна начинает смещаться, а также вращаться вследствие возникновения и роста восстанавливающей силы $F_{ясу}$ со стороны якорной системы удержания (ЯСУ). Для удобства поместим начало неподвижной системы координат O в точку, совпадающую с начальным расположением турели (точка $S(0)$ на рис. 1а). В последующих численных расчетах будем использовать следующие характерные для ТС (см., например, [13, 14]) значения основных характеристик судна: $L = 150$ м; $B = 50$ м; осадка судна $T = 15$ м; $r_0 = 90$ м; $m = 200$ тыс. т.

Вначале рассмотрим задачу об активном развороте. Используется упрощенная постановка, которая, тем не менее, позволяет получить оценки необходимой мощности двигательной установки ТС.

Активный разворот

Рассмотрим задачу об активном развороте судна на месте (см. рис. 16): предполагаем, что судно вращается вокруг некоторой фиксированной точки (в данном случае вокруг точки S , где расположена турель и в которой осуществляется закрепление всех якорных линий системы удержания) под действием двигателей. Для эффективного создания закручивающего момента необходимо применение устройств с азимутальным вращением, например, винторулевых колонок (ВРК) или, возможно, других подруливающих устройств. Применение ВРК, например типа «азипод» (Azipod), позволяет создавать тягу в произвольном направлении. Соответствующие суммарные усилия в носовой и кормовой частях судна показаны на рис. 16 как Q_1 и Q_2 .

В условиях наличия ледяного покрова лед оказывает сопротивление смещению бортов судна, что обычно описывается в терминах нормального давления льда (q_n) и касательных сил (q_t): $q_t = \mu q_n$, где μ – коэффициент трения льда по корпусу судна. Для судов прини-

мается $\mu = 0,1 \dots 0,15$. Отметим, что q_n и q_t являются погонными нагрузками и имеют размерности [Н/м]. В случае однородного распределения льда по борту судна можно считать, что $q_n = p_n h$, где p_n – давление льда на борт, а h – эффективная толщина ледяного покрова.

Если точка размещения турели S , вокруг которой судно должно совершать разворот, не совпадает с центром тяжести судна, то движители в носовой и кормовой частях судна должны быть ориентированы специальным образом, чтобы исключить трансляционное смещение судна. Ограничимся пока рассмотрением простейшего случая, когда ось вращения судна проходит через центр тяжести судна ($r_0 = 0$ на рис. 16); при этом считаем, что системы носовых и кормовых движителей расположены на одинаковом расстоянии L от точки G . Предполагаем, что $Q_1 = Q_2 = Q_0$; в этом случае создаваемый движителями закручивающий момент ($M_{от0}$) равен $2LQ_0$.

Согласно информации производителей азиподов компании АВВ Marine [15], график зависимости тяги движителя при испытаниях на швартовых от мощности гребного винта для различных типоразмеров близок к линейной функции и может быть аппроксимирован как $P \approx 10Q$, где Q – предельная тяга одного азипода, МН; P – мощность азипода, МВт (в настоящее время доступны азиподы мощностью до 20 МВт). Известны несколько отличающиеся оценки соотношения между данными характеристиками: например, в работе [2] приводится более выигрышное соотношение $P \approx 5Q$.

Получим оценки потребной мощности для разворота ТС на месте в двух постановках:

1) *случай фиксированной ледовой нагрузки на борт судна* (схема 1). Предполагаем, что судно совершает разворот с постоянной угловой скоростью ω_0 и что погонная нагрузка от воздействия льда на борт при этом постоянна и характеризуется значением q_n . Нагрузкой от трения льда по бортам судна пренебрегаем.

При смещении бортов судна движители совершают работу по разрушению ледяного покрова. Для целей настоящего исследования ограничимся интегральным подходом, а именно: будем оценивать затраты работы δA на преодоление сопротивления льда с помощью соотношения $\delta A(dx) = q_n dx \delta u$, где dx – длина участка корпуса судна, контактирующего со льдом; δu – элементарное смещение корпуса по нормали за время δt . Учитывая, что судно взаимо-

действует с ледяным покровом по обоим бортам, и выполняя интегрирование по всей длине корпуса, находим

$$\delta A = 2 \int_0^L q_n \delta u dx,$$

где $\delta u = x \omega_0 \delta t$. Так как мощность $W = \delta A / \delta t$, находим $W = q_n \omega_0 L^2$. Положим $\omega_0 = 1 \cdot 10^{-3}$ рад/с (при этом поворот на 90° произошел бы за время $T_{\pi/2} = \pi / (2\omega_0) \approx 25$ мин), тогда $W \approx 22,5 q_n$.

Таким образом, даже при $q_n \sim 1$ МН/м необходимая мощность составляет порядка 22,5 МВт, что в силу приведенных выше оценок не представляется чрезмерно большой величиной. Однако выясняется, что проблема состоит в другом: в величине закручивающего момента, который должны создавать двигатели судна. Действительно, как нетрудно видеть, результирующий момент от сопротивления льда ($\text{Мом}_{\text{лед}}$) составит:

$$\text{Мом}_{\text{лед}} = q_n L^2 = 2,25 \cdot 10^4 q_n,$$

а закручивающий момент, создаваемый двигателями, ($\text{Мом}_{\text{движ}}$) –

$$\text{Мом}_{\text{движ}} = 2Q_0 L = 300Q_0. \quad (1)$$

Поэтому даже при весьма умеренном давлении льда $q_n = 0,1$ МН/м и при тяге двигателей $Q_0 \sim 1$ МН сопротивление льда на порядок превышает эффект действия двигате-

лей. Из приведенных оценок следует, что более или менее эффективно активный разворот может совершаться в условиях только достаточно слабого ледяного покрова, когда погонная нагрузка ото льда не превышает значения порядка $q_n = 0,01$ МН/м;

2) *случай возрастающей ледовой нагрузки на борт судна* (схема 2). Результаты приведенного ранее анализа говорят, в частности, о том, что эффективность «флюгирования» в условиях дрейфа ледяного покрова в существенной степени может определяться ожидаемым уровнем ледового давления на борту судна. Представляется очевидным, что использовать в этих целях значение ледового сопротивления судов ледового класса не корректно, так как при поступательном движении сопротивление льда значительно снижено благодаря форме носа судна (рис. 2). Угол наклона шпангоута β на уровне ватерлинии WL в средней части корпуса, или на миделе, (C_L) не может иметь больших значений (см. рис. 2а). Например, требованиями Российского морского регистра судоходства [16] устанавливается, что для судов арктических классов Arc8, Arc9 угол наклона шпангоута на миделе должен составлять не менее 15° ; при этом для ледоколов рекомендованы значения $\beta = 15 \dots 20^\circ$. В то же время, например, для ТС Terra Nova, эксплуатируемого на одноименном месторождении на Ньюфаундленской банке, угол β близок к нулю (форма сечения корпуса данного ТС показана

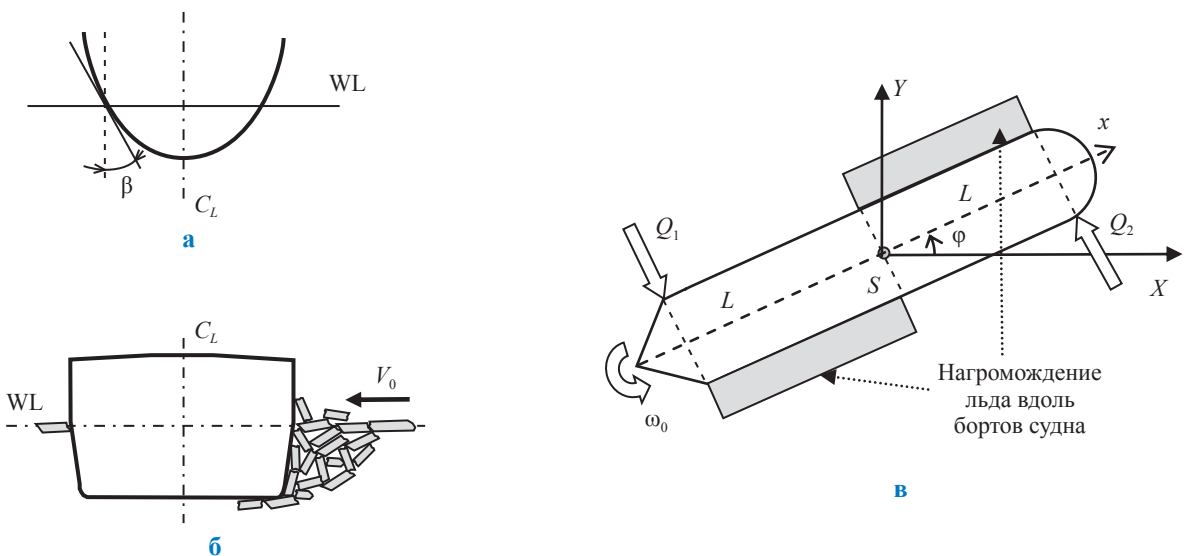


Рис. 2. Нагромождение льда вдоль бортов судна при малых значениях углов наклона β шпангоутов корпуса: а – угол наклона шпангоута β на миделе; б – форма сечения корпуса судна Terra Nova; в – формирование нагромождений льда в процессе разворота ТС

на на рис. 2б [13]). Практически вертикальный вход борта судна в воду в средней части корпуса с большой вероятностью будет провоцировать образование нагромождений льда и, кроме того, порождать довольно высокий уровень нагрузки при воздействии ровного льда, который может разрушаться как изгибом, так и смятием. Характерные свидетельства такой картины получены, например, при выполнении модельных испытаний в ледовом бассейне [10].

Формирование нагромождений льда у бортов сооружения может наблюдаться и при достаточно небольших углах наклона бортов. Например, в работах [9, 17] отмечается, что при эксплуатации буровой баржи (платформы) «Куллук» (*англ.* Kulluk) в случаях, когда имели место сжатия в ледяном покрове, иногда наблюдалось формирование нагромождений льда перед передней гранью платформы и именно в таких ситуациях ледовые нагрузки достигали наибольших значений. Имеются также свидетельства возникновения схожих ситуаций при условии предварительной обработки льда леодоколами [18].

При развороте ТС на месте нагромождения льда формируются у обоих бортов судна (см. рис. 2в). Чтобы оценить нагрузки, соответствующие такому сценарию, можно воспользоваться результатами работы [19], где изучались процессы строительства торосов при сжатиях в ледяном покрове. Было показано, что линейная нагрузка (усилие сжатия на единицу длины контакта двух льдин) может быть определена с помощью следующего соотношения:

$$q_n = 2\rho_{\text{лед}}g\mu_{\text{л/л}}U(1+k^2)^{-1}, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{лед}}$ – плотность льда; g – ускорение свободного падения; $\mu_{\text{л/л}}$ – коэффициент трения льда по льду; U – удельный объем нагромождения (приходящийся на единицу длины тороса); k – отношение осадки киля тороса к высоте паруса (по результатам натурных наблюдений можно принять $k = 4$ в предположении, что парус и киль тороса находятся в гидростатическом равновесии). Следует отметить, что нарушение условия гидродинамического равновесия паруса и киля (такая ситуация может иметь место в силу достаточно высокой изгибной жесткости неразрушенного ледяного покрова), вообще говоря, приводит к росту нагрузки [20].

При развороте судна на месте картина образования нагромождений обломков неодно-

родна вдоль бортов судна. Объем льда, из которого формируется нагромождение в точке x (см. рис. 3в), очевидно, зависит от длины дуги окружности, которую описывает точка x в процессе разворота ТС. Таким образом, $U(x) = hx\varphi$, откуда следует, что

$$q(x, \varphi(t)) = 2\rho_{\text{лед}}g\mu_{\text{л/л}}hx\varphi(t)(1+k^2)^{-1},$$

где $\varphi(t)$ – текущее значение угла поворота судна, достигнутое к моменту времени t от начала разворота. Тогда закручивающий момент может быть вычислен по следующей формуле:

$$\begin{aligned} \text{Мом}_{\text{лед}}(\varphi(t)) &= 2 \int_0^L q_n(x, \varphi(t))x dx = \\ &= \frac{4}{3}\rho_{\text{лед}}g\mu_{\text{л/л}}hL^3(1+k^2)^{-1}\varphi(t), \end{aligned}$$

откуда при $\rho_{\text{лед}} = 920$ кг и $\mu_{\text{л/л}} = 0,3$ получаем следующую оценку крутящего момента при угле поворота $\varphi = \pi/4$, препятствующего развороту ТС:

$$\text{Мом}(\pi/4) = 562h, \text{ МН}\cdot\text{м},$$

(здесь и ниже значение h берется в метрах). Видно, что когда толщина надвигающегося на ТС льда составляет 1 м, найденное значение $\text{Мом}(\pi/4)$ существенно превосходит значение момента $\text{Мом}_{\text{движ}}$ (см. (1)), создаваемого движителями, откуда следует, что при сделанных предположениях активный разворот ТС будет достаточно быстро заблокирован льдом.

В то же время линейная нагрузка на борта судна оказывается весьма умеренной: в районе носа и кормы, где она максимальна, ее значение составляет $q(L; \pi/4) \sim 0,028h$, МН/м, что соответствует не полностью развитому нагромождению. Можно предположить, что максимальное значение нагрузки достигается в момент времени, когда осадка нагромождения сравнивается с осадкой судна. Удельный объем нагромождения можно оценить по формуле $U \approx h_k^2 / (2\text{tg}\theta)$, где θ – угол ската нагромождения и h_k – осадка киля. Полагая $\theta \approx 30^\circ$ (типичное значение) и $h_k \approx T = 15$ м, можно найти, что $U \approx 195 \text{ м}^2$. Из соотношения (2) теперь следует, что оценка максимального давления на корпус ТС исходя из сценария торосения приводит к значению $q_n = 0,062$ МН/м.

Сопоставим значения нагрузки на корпус ТС, полученные из разных источников.

Поскольку, как показано ранее, уровень ледовой нагрузки на борту судна имеет определяющее значение с точки зрения его возможности совершать активный разворот в ледовых условиях, выполним сопоставление соответствующих данных, как экспериментальных (натурных и модельных), так и полученных путем математического моделирования.

В таблице представлены данные из различных источников, характеризующие ледовую нагрузку на сооружение с наклонной гранью. В частности, в работе [17] представлены натурные данные, полученные для плавучей буровой платформы «Куллу», имеющей на уровне ватерлинии форму обратного конуса с углом наклона к горизонту порядка 30° , диаметр 70 м и осадку 11 м.

Можно отметить близость значений, показанных в 4- и 5-м столбцах. Это позволяет предположить, что значения, показанные в 3-м столбце, соответствуют нагрузке на платформу «Куллу», создаваемой вследствие нагромождения обломков льда. Указанные значения ниже значений, приведенных в столбцах 6, 7 и 8, но тем не менее существенно выше значения $q_n \sim 0,01$ МН/м, которое мы приняли как пороговое для возможности реализации активного разворота ТС с помощью движителей. Основываясь на представленных результатах, можно предположить, что в условиях битого сплоченного льда значения линейной нагрузки на борту протяженного ТС при его развороте на месте могут находиться в диапазоне $q_n \sim 0,1 \dots 0,3$ МН/м.

Оценка силы удержания при пассивном развороте

По результатам проведенного исследования можно сделать вывод, что в условиях сплоченного льда закручивающий момент от действия льда на борту ТС значительно превышает закручивающий момент, создаваемый движителями. Отсюда следует, что в случае начала дрейфа льда в направлении, перпендикулярном борту судна, вклад движителей в обеспечение разворота судна является незначительным – по крайней мере до того момента, когда около бортов судна не начнут появляться зоны, свободные ото льда. Поэтому на начальном этапе будет реализовываться схема пассивного разворота ТС в условиях плотного контакта корпуса со льдом (рис. 3).

Можно предположить, что в течение некоторого отрезка времени корпус судна смещается вместе со льдом поступательно вдоль оси Y (см. рис. 3а) без видимого вращения. Эта гипотеза подтверждается следующей оценкой ускорения, которое ледовая нагрузка способна придать судну. Так как максимальное значение ледовой нагрузки на борт равно $2q_n L = 30 \dots 90$ МН и присоединенная масса $m_{пр} \approx m$ в ситуации поперечного смещения судна, то ускорение $a = 2q_n L / (m + m_{пр})$ может составить $0,075 \dots 0,225$ м/с. Поэтому, если скорость льда составляет порядка $0,1 \dots 0,5$ м/с, то даже с учетом сил гидродинамического сопротивления судно достаточно быстро достигнет скорости дрейфа льда. Таким образом, можно заключить, что поток льда как бы «подхватывает» судно и переносит его без вращения.

Горизонтальная нагрузка (на метр ширины преграды), действующая на грань сооружения с углом наклона к горизонту 30° , МН/м

h , м	Платформа «Куллу», натурные измерения ¹			Изгибное разрушение льда (теория) ^{2,3} , $\mu = 0,1/0,15$	«Куллу», численное моделирование ⁴	Платформа типа Sevan (концепция) ⁵	Торошение (теория) ⁶
	ровный лед	обработанный лед, очистка затруднена	разность значений в столб. 2 и 3				
1	2	3	4	5	6	7	8
1,0	0,034	0,025	0,009	0,011/0,012	0,086/0,069	–	0,062
1,5	0,049	0,032	0,017	0,018/0,020	0,19/0,14	–	0,062
2,0	0,064	0,038	0,026	0,025/0,028	0,32/0,23 ⁷	0,20	0,062

Примечания:

¹ [17], показаны значения силы удержания;

² [21];

³ [22];

⁴ [23], приведены значения нагрузки на корпус / силы удержания (случай ровного льда);

⁵ [24], модельные испытания (ровный лед толщиной $h = 1,9$ м);

⁶ [19], предельное значение силы при торошении;

⁷ экстраполированные значения.

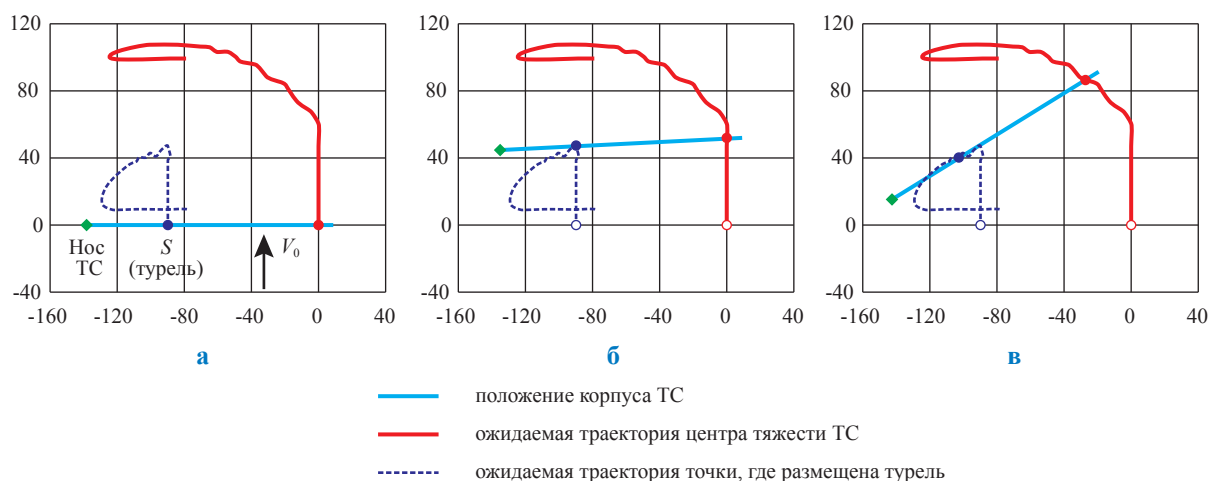


Рис. 3. Начальная стадия процесса пассивного разворота ТС в сплоченном льду:
 по горизонтальной и вертикальной осям отложены расстояния в метрах;
 а – поступательное смещение корпуса на начальном этапе, $t = 0$;
 б – промежуточный этап, $t = t_1$; в – этап вращения ТС, $t = t_2$

По мере смещения судна будет постепенно возрастать удерживающая сила $F_{\text{ясу}}$, а следовательно, и создаваемый ею закручивающий момент. Но разворот судна сможет начаться лишь тогда, когда удерживающая сила достигнет определенного значения и создаст закручивающий момент, превышающий момент, создаваемый давлением льда (см. рис. 3б). Оценим это значение, после достижения которого можно ожидать наступления этапа вращения ТС (см. рис. 3в).

Предположим, что в точке x^* расположен текущий мгновенный центр вращения ТС. В этой точке происходит смена борта, на который активно воздействует лед: при $x < x^*$ лед воздействует на левый борт, а при $x > x^*$ – на правый (см. рис. 1а). Найдем такое значение силы удержания $F_{\text{ясу}}$, при котором еще возможно квазистатическое равновесие сил, действующих на корпус, – силы удержания и ледовой нагрузки (силами демпфирования здесь пренебрегаем). Запишем равенство сил, действующих вдоль оси Y , и равенство моментов относительно центра тяжести (точки G):

$$\begin{cases} 2x^* q_n = F_{\text{ясу}}; \\ (L^2 - x^{*2}) q_n = F_{\text{ясу}} r_0. \end{cases}$$

Решая эту систему, находим положение точки x^* –

$$x^* = -r_0 + \sqrt{L^2 + r_0^2} \approx 85 \text{ м} -$$

и критическое значение удерживающей силы, при достижении которого можно ожидать начала активного разворота –

$$F_{\text{ясу}}^* \approx 170 q_n,$$

что составляет 17, 34 и 51 МН при $q_n = 0,1; 0,2; 0,3$ МН/м соответственно. Отметим, что по состоянию на 2011 г. самая мощная во всем мире ЯСУ для проектируемого ТС (Scarv, норвежский континентальный шельф) характеризовалась предельным значением восстанавливающей силы около 53 МН.

Заметим также, что полученное выше значение $F_{\text{ясу}}^*$ примерно в 2 раза ниже максимального квазистатического значения ледовой нагрузки $2Lq_n = 300q_n$ (реализуемого в случае, когда судно сохраняет самое невыгодное положение поперек дрейфа льда), но принципиально выше значения ледовой нагрузки, когда судно ориентировано носом против дрейфа:

$$F_{\text{ясу},0} = Bq_{n,0},$$

где $q_{n,0}$ – характеристика ледового сопротивления, которая определяется геометрией носовой части судна. В любом случае, $q_{n,0} \ll q_n$.

Полученные оценки позволяют предположить, что при пассивном развороте в условиях сплоченного льда усилия в ЯСУ потенциально могут достигать достаточно больших значений,

на порядок и больше превышающих значения, реализуемые при расположении ТС носом против дрейфа льда.

В работе рассмотрены инженерные модели для задачи о пассивном и активном развороте технологического судна в условиях дрейфующего льда. Используется подход, в рамках которого воздействие льда описывается непрерывной моделью, в отличие от моделей, где лед имитируется совокупностью дискретных объектов. При построении моделей учитываются условия сплоченного льда, когда при развороте судна процессы очищения пространства около его бортов ото льда затруднены. По результатам исследования могут быть сделаны следующие выводы.

1. В условиях сплоченного льда помощь движителей при совершении разворота ТС на месте может быть эффективной лишь в условиях достаточно слабого льда, когда давление льда на борт судна составляет порядка 0,01 МН/м.

2. При возобновлении дрейфа льда из состояния покоя при расположении ТС перпендикулярно направлению дрейфа возможна реализация явления «захвата» судна дрейфующим ледяным покровом. На этом этапе наблюдается трансляционное смещение судна в направлении дрейфа льда без изменения его ориентации (отсутствует вращательная компонента).

3. Разворот начинается только после смещения ТС на определенное расстояние, соответствующее некоторому критическому значению силы удержания. Согласно полученным оценкам это значение существенно превышает величину ледового сопротивления ТС при его ориентации носом против дрейфа льда и составляет более 50 % статического значения, соответствующего положению судна бортом к направлению дрейфа льда.

Работа выполнена при поддержке РФФИ в рамках проекта 15-55-20003 Норв_а и при поддержке Исследовательского совета Норвегии (Research Council of Norway) в рамках проекта 243930 (FIMA).

Список литературы

1. Bonnemaire B. Challenges related to station-keeping in ice / B. Bonnemaire, A. Jensen, O.T. Gudmestad, T. Lundamo, S. Løset // Proc. of 9th annual INTSOK Conference. – Houston, Texas, 2007.
2. Riska K. Station keeping in ice – challenges and possibilities / K. Riska, E. Coche // Proc. of 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.
3. Blagovidov L.B. Ice-resistant turret-based mobile drilling unit with the wedge-shaped hull approximating ship form (wedge-shaped ship) / L.B. Blagovidov, M.V. Kovalyov, I.L. Blagovidova, L.V. Kolchenko, V.F. Lenskyy // Proc. of 32nd Int. Conf. on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE 2013). – Nantes, France, 2013.
4. Kovalyov M.V. Model testing of turret-based drill ship in ice conditions / M.V. Kovalyov, A.A. Dobrodeev, I.L. Blagovidova, K.E. Sazonov, L.V. Kolchenko, N.Yu. Klementieva, L.B. Blagovidov // Proc. 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.
5. Rossiter C. Drift direction changes and implications for sea ice management / C. Rossiter, R. McKenna // Proc. of 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.
6. Таровик В. Суда технологического флота нефтегазовых месторождений: буровое судно / В. Таровик // Neftegaz.ru. – 2013. – Вып. 3. – С. 46–48.
7. Haase A. DYPIC – dynamic positioning in ice – first phase of model testing / A. Haase, S. van der Werff, P. Jochmann // Proc. of OMAE 2012. – Rio de Janeiro, Brazil, 2012.
8. Metrikin I. Experimental and numerical investigation of dynamic positioning in level ice / I. Metrikin, S. Kerkeni, P. Jochmann, S. Løset // Proc. of OMAE 2013. – Nantes, France, 2013.
9. Neville M. Influence of modeling full scale based managed ice conditions in DP ice model tests / M. Neville, J. Brown, E. Martin, A. Keinonen, F. Efraimsson, G. Liljeström // Proc. of 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.
10. Aksnes V. Analysis of the behavior of a moored ship in variable ice drift / V. Aksnes, B. Bonnemaire // Proc. of 20th Int. Conf. POAC. – Lulea, Sweden, 2009.
11. Tsarau A. Numerical studies of floating structures in broken ice / A. Tsarau, R. Lubbad, S. Løset // Proc. 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.
12. Lubbad R. A numerical model for real-time simulation of ship-ice interaction / R. Lubbad, S. Løset // Cold Regions Science and Technology. – 2011. – № 65. – P. 111–127.

13. Ewida A. Terra Nova structural design approach, model testing and computer models / A. Ewida, G. Lever, S. Power // Proc. of 4th Structural Specialty Conference of the Canadian Society for Civil Engineering. – Montréal, Québec, Canada, 2002.
14. Штокмановский проект. Самоходное ледостойкое технологическое судно (FPU) – уникальные технологии будущего // SOZVEZDYE review. – 2011. – Вып. 13. – С. 12–13.
15. Двигатели Azipod® серии VI. – Хельсинки: ABB Oy, Marine, 2010. – <http://www.abb.com/marine>.
16. Правила классификации и постройки морских судов. – СПб.: PMPC, 2015.
17. Wright B. Full scale experience with kulluk stationkeeping operations in pack ice: PERD/CHC Report 25–44 / B. Wright. – Ottawa, Canada: Canadian Hydraulics Centre: National Research Council of Canada: B. Wright & Associates Ltd., 2000. – 142 p.
18. Palmer A. Arctic offshore engineering / A. Palmer, K. Croasdale. – Singapore: World Scientific, 2013. – 357 p.
19. Marchenko A. A dynamic model of ice ridge build up / A. Marchenko, A. Makshtas // Cold Regions Science and Technology. – 2005. – V. 41/3. – P. 175–188.
20. Marchenko A.V. Modelling of ice piling up near offshore structures / A.V. Marchenko // Proc. of 20th IAHR Symposium on Ice. – Lahti, Finland, 2010. – CD paper 014.
21. Croasdale K.R. Ice forces on fixed rigid structures / K.R. Croasdale // IAHR Working Group On Ice Forces On Structures: CRREL Special Report 80–26 / T. Carstens (Ed.). – Hanover, N.H.: CRREL, 1980. – P. 34–106.
22. Goldstein R.V. Ice rubbles. Modeling of the process: preprint / R.V. Goldstein, D.A. Onishchenko, N.M. Osipenko, P.S. Shushpannikov, M.A. Naumov. – Moscow: IPMech RAN, 2013. – № 1055. – 51 p.
23. Lawrence K.P. Load prediction for a moored conical drillship in level unbroken ice: a discrete element and experimental investigation: PhD in Civil Engineering Thesis / K.P. Lawrence. – Ontario, Canada: University of Waterloo, 2009. – 329 p.
24. Løset S. Icebreaking buoy in arctic waters / S. Løset, J.V. Aarsnes // Труды 9-й Межд. конф. RAO/CIS Offshore, 15–18 сент. 2009 г. – СПб.: Химиздат, 2009. – Т. 1. – С. 138–143.

УДК 622.276.04:504.5

В.И. Журавель, И.В. Журавель, М.Н. Мансуров

Практические вопросы учета аварийности морских скважин

Освоение морских месторождений нефти и газа в целом, бурение и эксплуатация скважин в частности, связаны с природными и техногенными рисками, учет и минимизация которых обязательны как по формальным (требования нормативных документов), так и по содержательным причинам (выбор и обоснование технологий и процессов, компоновка оборудования и др.). Поэтому целью настоящей статьи является оценка возможных объемов углеводородов, попадающих в морскую среду при бурении морских поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин с буровых установок, искусственных островов, стационарных платформ и других сооружений для обеспечения выполнения требований, определенных в [1].

В практике проведения буровых работ и эксплуатации скважин принято различать две категории инцидентов: 1) *осложнения* – нарушения непрерывности технологического процесса сооружения или эксплуатации скважины, 2) *аварии* – нарушения непрерывности технологического процесса, требующие проведения специальных работ по их локализации и ликвидации. Статистика осложнений и аварийности при бурении скважин отличается как по видам скважин, так и по этапам освоения морских нефтегазовых месторождений [2].

Осложнения считаются ожидаемыми ситуациями: их вероятность, характер и геологические интервалы возможного возникновения обычно учитываются в проектах бурения, а для их преодоления на морских установках предусматриваются специальные технические средства и определяются необходимые технологические приемы, восстанавливающие барьеры безопасности. Основными видами осложнений являются поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов, осыпи и обвалы стенок скважины, прихваты, затяжки и посадки бурового инструмента в процессе бурения и при спускоподъемных операциях.

Наиболее опасными аварийными событиями при разведке и разработке морских месторождений являются выбросы в форме различных флюидопроявлений (газо-, нефте- и водопроявления – ГНВП, в зарубежной практике – LWC; *англ.* loss of well control) – самопроизвольных выделений из скважины газа, нефти, воды или их смеси, способных переходить в открытое фонтанирование при нарушении барьеров безопасности. С фонтанами связаны наиболее крупные аварии за всю историю нефтегазовых работ, включая морские проекты, в том числе: в 1910 г. выброс нефти объемом около 1400 тыс. м³ продолжительностью 544 сут на месторождении Мидуэй-Сансет, (*англ.* Midway-Sunset, Калифорния, США); в 1979 г. выброс нефти объемом около 525 тыс. м³ и продолжительностью 290 сут на месторождении Иксток (*англ.* Ixtoc) в Мексиканском заливе при глубине моря 45 м (рис. 1); в 2010 г. выброс нефти объемом более 780 тыс. м³ продолжительностью 82 сут на скважине Макондо (*англ.* Mascondo) в Мексиканском заливе при глубине моря 1500 м (рис. 2).

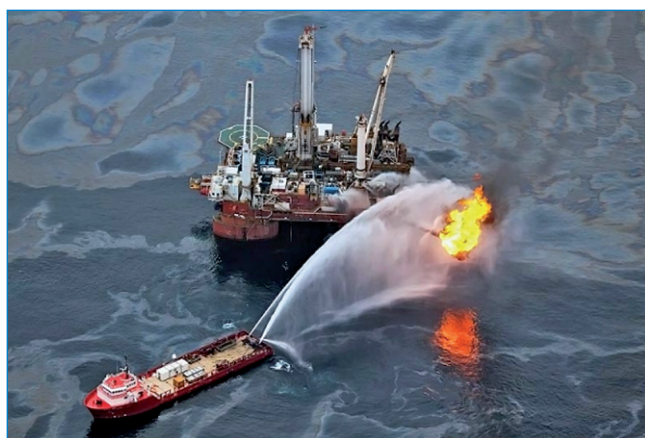
Статистика аварийности на скважинах норвежского сектора Северного моря показывает, что за период 1984–1997 г. частота возникновения ГНВП составляла 0,19 случаев на каждую пробуренную эксплуатационную скважину и 0,25 случаев на разведочную скважину, причем для глубоких разведочных скважин частота ГНВП достигала величины 1,38 случаев на скважину. Статистика наблюдений за буровыми работами в Мексиканском заливе на 83 скважинах [3] с использованием 26 различных буровых установок, большинство из которых составляли полупогружные установки (ППБУ), отмечает 48 случаев ГНВП, т.е. 0,58 случаев на скважину в среднем,

Ключевые слова:
морская скважина, причины осложнений и аварий, частота выбросов, объем выбросов, статистические данные.

Keywords:
offshore well, complications and accidents, frequency of blowouts, bulk of blowouts, statistics.



Рис. 1. Аварийное фонтанирование на скважине Ixtoc I



а



б

Рис. 2. Обстановка при аварии на скважине Mascondo:

а – начало аварии; б – аварийные работы

0,36 случаев на эксплуатационную скважину и 0,67 случаев на разведочную скважину.

Ликвидация осложнений может потребовать достаточно сложных и продолжительных операций. Средняя продолжительность работ по восстановлению контроля над наблюдавши-

мися скважинами в Мексиканском заливе составила около 2 сут, при этом в 45 % случаев работы продолжались более 1 сут, а в 8 % случаев ликвидация ГНВП занимала более 5 сут (рис. 3).

Условиями возникновения и развития открытых фонтанов являются отказы оборудования, ошибки персонала при предупреждении, обнаружении и ликвидации ГНВП, превышение пластового давления над давлением столба жидкости в стволе скважины (нарушение первичного барьера безопасности) и потеря герметичности скважины и/или противовыбросового оборудования (нарушение вторичного барьера безопасности). Основные причины нарушения первичного барьера безопасности:

- поглощение бурового раствора;
- недостаточная плотность бурового раствора в стволе скважины;
- недолив бурового раствора в скважину при подъеме инструмента и т.п.

К наиболее распространенным причинам аварий по вине персонала обычно относят:

- неправильное определение литолого-стратиграфического разреза, неверные интерпретации данных контроля скважины и/или расчет пластового давления;
- отказ или неисправность приборов контроля давления в скважине;
- несвоевременные действия при обнаружении ГНВП.

Частота выбросов

Выбросы из скважин происходят относительно редко в результате воздействия многих факторов и случайных событий. На практике приняты 2 способа оценки частоты выбросов:

1) анализ риска составляющих событий для выявления критичных сочетаний отказов и ошибок, создающих необходимые и достаточные условия возникновения выброса;

2) статистическая оценка частот выбросов для условий, соответствующих поставленным задачам анализа.

Частоту выбросов помогает оценить анализ возможных путей выхода углеводородов в окружающую среду через различные элементы конструкции скважины и оборудования буровых или эксплуатирующих установок. Основные пути выбросов при бурении скважин в относительно простых типичных случаях показаны на рис. 4 для подводного размещения противовыбросового оборудования (ПВО), когда выход углеводородов происхо-

дит из единственного продуктивного пласта по обсадной колонне, эксплуатационной или бурильной колонне и по межтрубному пространству. Для эксплуатационных скважин необходим учет внутрискважинного оборудования и фонтанной арматуры. Для скважин с пересечением нескольких выделяющих формаций схема должна учитывать возможные боковые притоки из вышележащих формаций и межпластовые перетоки. Пример соответствующего схем на рис. 4 дерева отказов показан на рис. 5. Его количественный анализ требует сведений по конструкции скважин, геологическим условиям разреза и забоя скважины, а также видам и частотам отказов конкретных элементов конструкции скважин и оборудования ее устья. Часть необходимых данных может быть получена из базы данных OREDA [4], хотя и без привязки к конкретным образцам и производителям оборудования.

Источником статистической информации для укрупненной проблемно ориентированной оценки частоты выбросов из скважин могут быть данные Международной ассоциации производителей нефти и газа (*англ.* International Association of Oil&Gas Producers, OGP) [5]. Частоты выбросов из скважин различаются в зависимости от

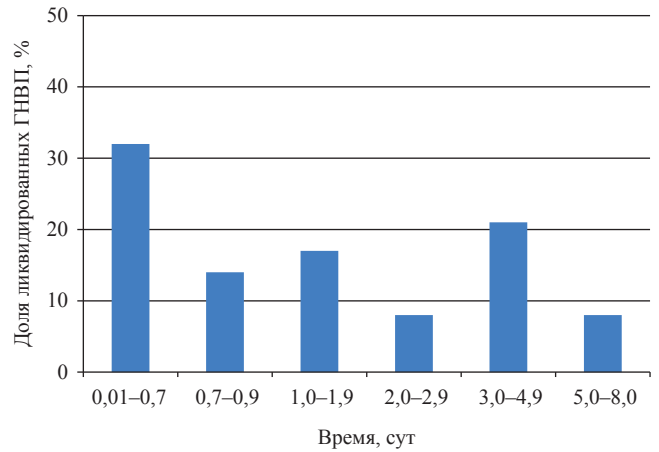


Рис. 3. Статистика продолжительности ликвидации ГНВП

вида и состояния скважин, а также производимых на них операций (см. таблицу).

Приведенные в таблице данные позволяют оценить соотношение между частотами утечек и выбросов. Например, при бурении эксплуатационных газовых скважин эта оценка составит: $7,8 \times 10^{-5} / (6,0 \times 10^{-4} + 7,8 \times 10^{-5}) = 0,115$, т.е. в выброс переходит 11,5 % утечек при условии, что каждый выброс предваряется некоторой утечкой.

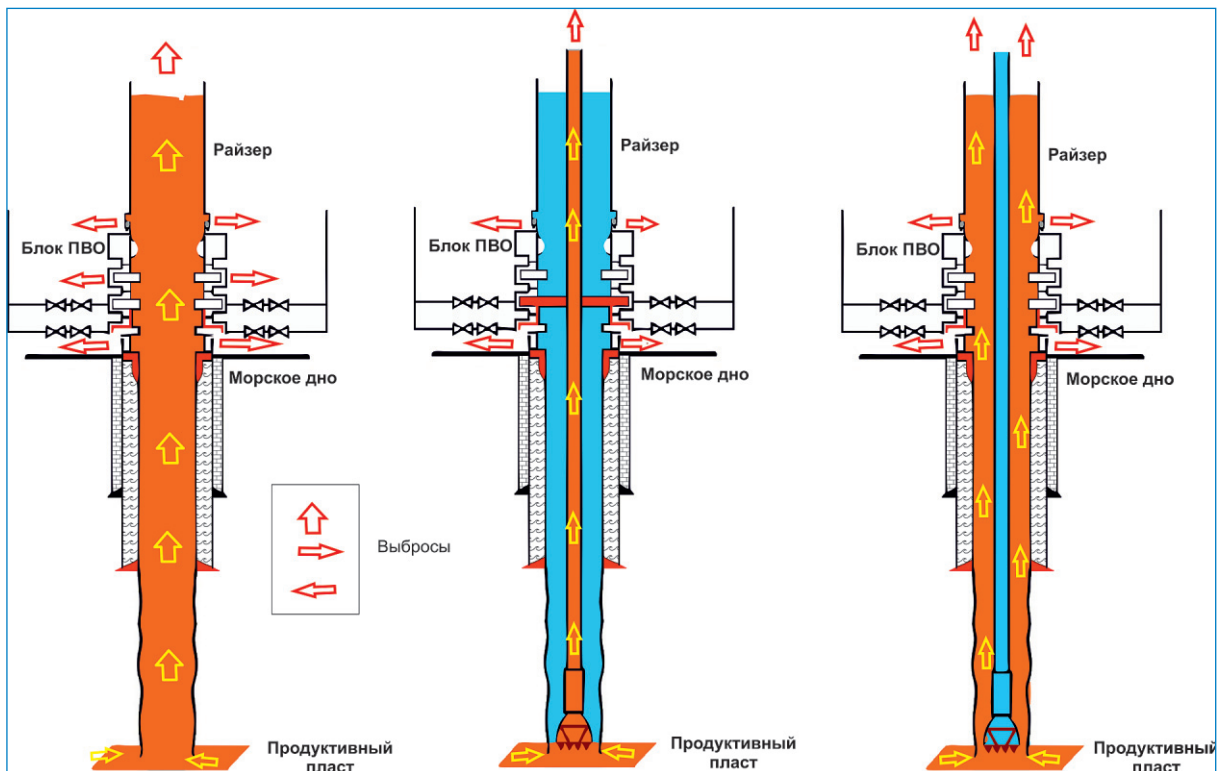


Рис. 4. Схемы возможных путей выбросов углеводородов из скважин

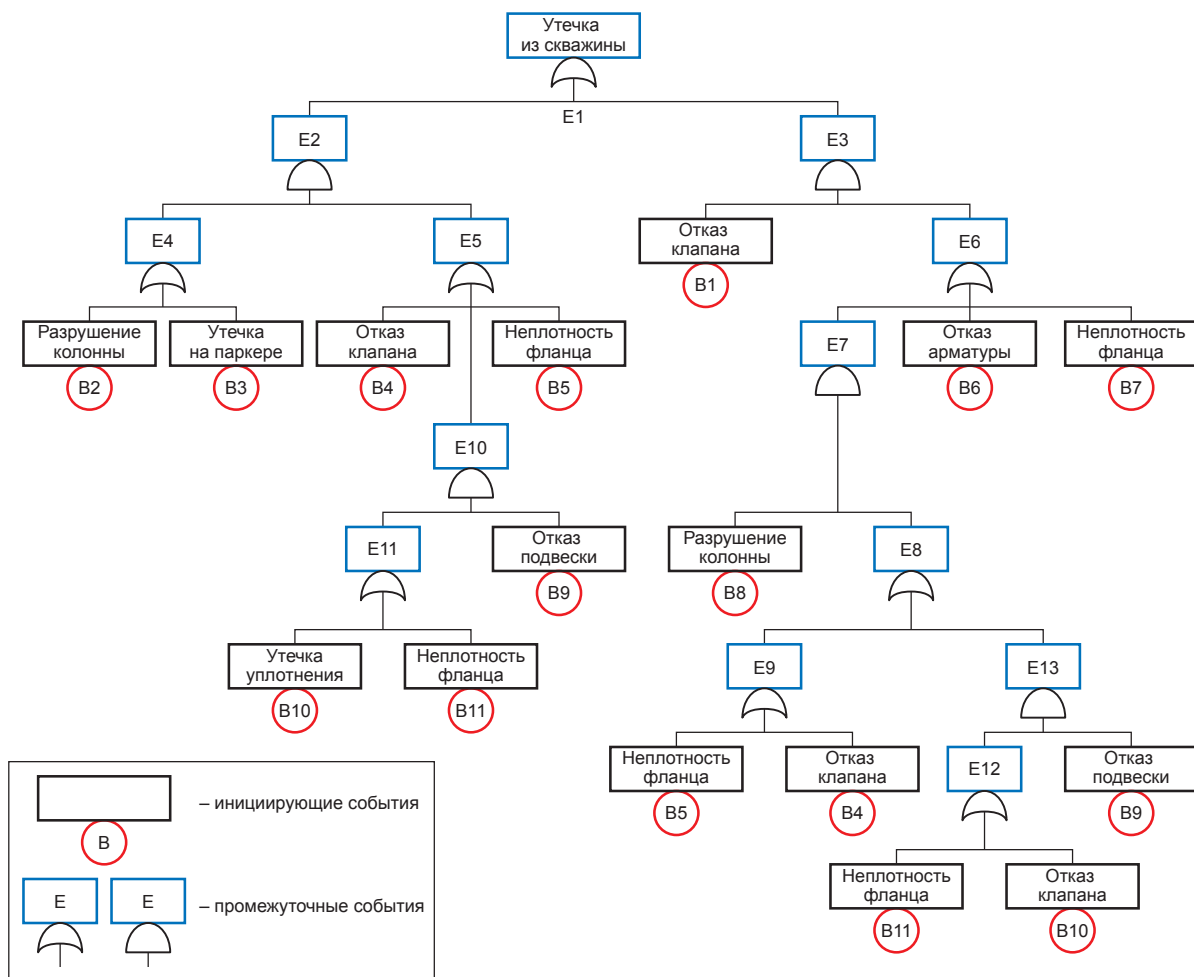


Рис. 5. Дерево отказов для оценки частот выбросов из скважин

Применяя данные, аналогичные данным таблицы, для оценки частоты выбросов, необходимо учитывать совокупность планируемых операций технологического процесса:

- при бурении скважины с последующими испытаниями следует использовать сумму частот выбросов для собственно бурения (проходки) и для заканчивания скважин (в большинстве случаев частота выбросов при заканчивании выше, чем при проходке);
- при проходке скважины со вскрытием промежуточных проявляющих пластов рекомендуется учитывать частоты для выбросов при заканчивании по числу пересекаемых пластов (полностью или частично в зависимости от степени консервативности подхода);
- при эксплуатации скважин нужно учитывать проводимые на скважине операции и к собственно частоте выброса добавлять частоты выбросов для таких операций, усредняя их за период повторяемости.

На практике возникают случаи, требующие специального учета: в частности, оценка час-

тот выбросов законсервированных скважин, поскольку в литературе (например, [6]) в отношении таких скважин имеются только ограниченные сведения. Не вдаваясь в подробности технологии консервации скважин, частоту возникновения выбросов применительно к ним можно определить следующим образом:

- для скважин с пересекаемыми выделяющими формациями и вскрытым продуктивным пластом нужно принять за частоту выбросов соответствующее значение, рассчитанное для эксплуатационных скважин с учетом внешних воздействий (обычно это оправдано тем, что во время технологической консервации в районе расположения устьев скважин обычно имеет место повышенная строительная активность);
- для скважин без вскрытия продуктивного пласта – принять за частоту выбросов ее значение, определенное для эксплуатационных скважин без учета внешних воздействий;
- не следует учитывать начатые, но не законченные бурением скважины.

Частотность выбросов и утечек из скважин для разных технологических операций¹

Операция	Вид аварии ²	Частота аварий по видам скважин			Ед. изм.	Доля подводных аварий		
		средняя	газ	нефть				
Разведочное бурение	Выброс	$2,9 \times 10^{-4}$	$3,1 \times 10^{-4}$	$2,8 \times 10^{-4}$	Случаев на скважину	0,39		
	Утечка	$2,3 \times 10^{-3}$	$2,4 \times 10^{-3}$	$2,1 \times 10^{-3}$				
Поисковое бурение	Выброс	$2,6 \times 10^{-4}$	$2,7 \times 10^{-4}$	$2,5 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$2,0 \times 10^{-3}$	$2,1 \times 10^{-3}$	$1,9 \times 10^{-3}$				
Оценочное бурение	Выброс	$3,3 \times 10^{-4}$	$3,5 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$2,6 \times 10^{-3}$	$2,7 \times 10^{-3}$	$2,5 \times 10^{-3}$				
Эксплуатационное бурение	Выброс	$7,4 \times 10^{-5}$	$7,8 \times 10^{-5}$	$7,1 \times 10^{-5}$				
	Утечка	$5,8 \times 10^{-4}$	$6,0 \times 10^{-4}$	$5,5 \times 10^{-4}$				
Заканчивание скважин	Выброс	$9,2 \times 10^{-5}$	$1,2 \times 10^{-4}$	$6,6 \times 10^{-5}$			Случаев на операцию	0,0
	Утечка	$3,7 \times 10^{-4}$	$4,8 \times 10^{-4}$	$2,7 \times 10^{-4}$				
Спуско-подъемные операции	Выброс	$7,1 \times 10^{-5}$	$9,2 \times 10^{-5}$	$5,1 \times 10^{-5}$				
	Утечка	$1,5 \times 10^{-5}$	$2,0 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-5}$				
Колтюбинговые операции	Выброс	$1,5 \times 10^{-4}$	$2,0 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$2,2 \times 10^{-4}$	$2,8 \times 10^{-4}$	$2,5 \times 10^{-4}$				
Спуск инструмента	Выброс	$3,6 \times 10^{-4}$	$4,7 \times 10^{-4}$	$2,6 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$1,7 \times 10^{-4}$	$2,2 \times 10^{-4}$	$1,2 \times 10^{-4}$				
Ремонт скважин	Выброс	$2,7 \times 10^{-4}$	$3,4 \times 10^{-4}$	$1,9 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$5,0 \times 10^{-4}$	$6,4 \times 10^{-4}$	$3,5 \times 10^{-4}$				
Эксплуатация скважин	Выброс	$9,8 \times 10^{-6}$	$1,9 \times 10^{-5}$	$2,3 \times 10^{-6}$	Случаев на скважину в год	0,125		
	Утечка	$1,1 \times 10^{-5}$	$2,1 \times 10^{-5}$	$2,6 \times 10^{-5}$				
Эксплуатация скважин с учетом внешних воздействий	Выброс	$3,9 \times 10^{-5}$	$3,9 \times 10^{-5}$	$3,9 \times 10^{-5}$				
	Утечка	–	–	–				
Нагнетание газа	Выброс	$1,9 \times 10^{-5}$	$1,9 \times 10^{-5}$	–				
	Утечка	$2,1 \times 10^{-5}$	$2,1 \times 10^{-5}$	–				
Нагнетание воды	Выброс	$2,4 \times 10^{-5}$	–	–				
	Утечка	$2,8 \times 10^{-5}$	–	–				

Примечания:

¹ приведенные в таблице значения частот соответствуют условиям Северного моря;

² утечки из скважин характеризуются выходом в окружающую среду относительно небольших количеств бурового раствора и/или компонентов пластового флюида. Они наблюдаются в период от возникновения ГНВП до изоляции скважины средствами вторичного барьера безопасности.

При строительстве и эксплуатации многоствольных скважин частоты выбросов необходимо оценивать с учетом особенностей конструкции скважин и их взаимодействия с продуктивными пластами.

Кроме того, специфическими случаями в данном отношении можно считать неуправляемые выбросы приповерхностных скоплений газа, наличие которых характерно для условий Северного, Каспийского и Охотского морей, и образование грифонов, когда пластовый флюид прорывается к поверхности морского дна за пределами скважинного ствола [7]. К сожалению, в настоящее время отсутствуют сколько-нибудь обоснованные методы оценки частот таких явлений.

Объем разлива углеводородов из скважины

Определение объема выброса должно производиться формальным интегрированием переменной интенсивности выброса по времени на интервале от начала выброса до восстановления контроля скважины. Применение этого внешне простого способа оценки встречает заметные трудности, а именно:

- для фактических аварий прямой инструментальный замер интенсивности выброса, как правило, невозможен и для поверхностных, и тем более для подводных выбросов (обычно замер производится косвенными методами: на суше – по высоте фонтана, по уровню шума, по результатам разовых или периодических измерений давления и скорости потока и т.п.;

на море – по высоте образующегося на поверхности моря буруна, по площади и толщине растекания разлива нефти и т.п.);

- для расчетных аварий определение динамики истечения пластового флюида требует сбора значительной информации (о свойствах флюида, условиях в пласте и на забое скважины, состоянии конструктивных элементов скважины на пути выброса, их изменениях в аварийных условиях и т.п.) и использования достаточно сложных расчетных моделей, включающих интегро-дифференциальные уравнения;

- применительно ко всем случаям сохраняется проблема определения продолжительности выброса, которая кроме указанных объективных характеристик зависит от применяемых мер восстановления контроля скважины.

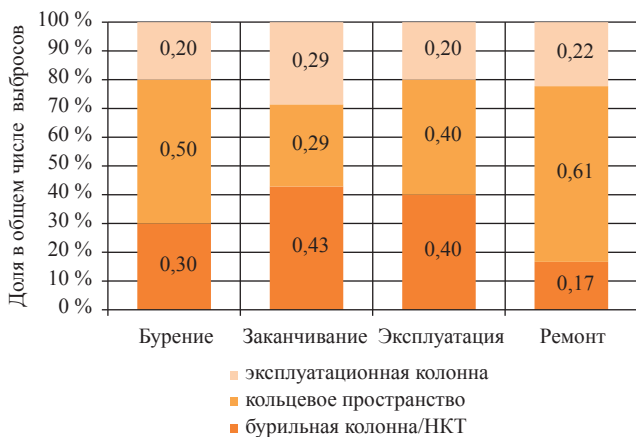
Для практических применений можно рекомендовать 2 подхода:

- 1) считать интенсивность условно-постоянной величиной аварийного потока и использовать статистику продолжительности выбросов;

- 2) определять продолжительность выбросов путем использования имеющегося статистического материала.

Важнейшими характеристиками аварии с точки зрения определения интенсивности выброса являются: свойства флюида, путь движения флюида от забоя скважины до места его выхода, техническое состояние скважины и оборудования в результате аварии. На рис. 6 показаны статистические данные по Северному морю [8], отражающие различные пути движения выбросов в скважинах, согласно которым при бурении скважин может происходить не более 30 % выбросов (только выбросы через бурильную колонну). В реальности для Северного моря доля надводных выбросов на плавучих буровых установках (ПБУ) составляет 17–25 %.

Данные, приведенные на рис. 6, несколько не соответствуют данным базы Blowout Database скандинавской независимой научной организации SINTEF (*норв.* Stiftelsen for Industriell og Teknisk Forskning) (рис. 7), согласно которым большая часть выбросов приходится на буровые установки. На наш взгляд, противоречие объясняется тем, что в статистику SINTEF вошли, главным образом, скважины с надводным размещением устьев и верхним расположением ПВО, разбуриваемые самоподъемными установками и буровыми станками стационарных платформ, из-за чего большинство выбросов могло выходить на поверхность. Поэтому OGP рекомендует компромиссный вариант, определяя долю подводных выбросов при бурении на уровне 33 %, при эксплуатации – на уровне 12,5 %, хотя эти рекомендации даны с оговорками о значительной неопределенности имеющихся оценок [9]. Можно ожидать, что при использовании погружных буровых установок доля выбросов в атмосферу и на водную поверхность будет значительно ниже из-за подводного заканчивания скважин и, соответственно, подводного расположения ПВО (как, например, это предусмотрено на Киринском и Штокмановском газоконденсатных месторождениях).



**Рис. 6. Частота реализации путей выбросов из скважин:
НКТ – насосно-компрессорные трубы**

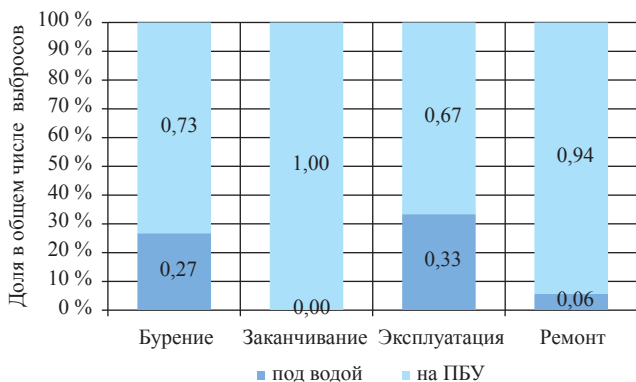


Рис. 7. Распределение выбросов из скважин по местам их выхода

При расчетах интенсивности неконтролируемых выбросов из скважин должны учитываться основные показатели разрабатываемых месторождений: глубина залегания продуктивного пласта, газовый фактор, пластовые условия, геометрические условия, принимаемые по конструкции скважин, условия истечения выброса в атмосферу или под водой. Оценку конкретных сценариев рекомендуется производить на основании следующих методик, в отношении которых реализованы компьютерные коды:

- для нефтяных месторождений – методики расчета установившихся выбросов с учетом эффекта разгазирования пластовой нефти и критического истечения пластового флюида при его выходе в окружающую среду [10];
- для газовых месторождений – методики расчета интенсивности истечения газа при фонтанировании скважины с учетом ее модификации [11].

С учетом неопределенности реализации конкретных сценариев результирующая оценка интенсивности возможных выбросов будет получена в статистической форме, где расчетные интенсивности выбросов сопряжены с условными вероятностями их реализации. При необходимости по этим данным могут быть рассчитаны диапазоны возможных значений и получены усредненные значения.

Продолжительность выброса является вторым важным показателем, определяющим

объем выброса. Расчетные оценки продолжительности выбросов, полученные обработкой базы данных SINTEF [12], показаны на рис. 8.

Согласно рис. 8 контроль над скважиной устанавливается быстрее при выбросах на морской установке, чем при подводных выбросах. За первые сутки удается прекратить около 30 % выбросов на буровой, а такой же эффект применительно к подводным выбросам может быть получен только за 5–7 сут. К исходу 10 суток можно ожидать прекращения около 85 % выбросов на буровой и примерно 50 % подводных выбросов. За 3 сут (норматив для определения максимальных расчетных разливов нефти при авариях на скважинах [1]) фонтанирование прекращалось или было прекращено в 63 % случаев выбросов на платформах и в 17 % случаев подводных выбросов.

Статистическая оценка объема выбросов получается умножением ранее полученных интенсивностей и частот выбросов по сценариям на соответствующие продолжительности и частоты их превышения. Результат может быть представлен в виде так называемой диаграммы Фармера, показывающей частоты превышения заданных объемов выбросов. Эти оценки имеют консервативный характер, так как расчет предполагает постоянную интенсивность выброса в течение всего периода его «жизни». К сожалению, попытки учета снижения интенсивности выброса за счет введения поправочных коэффициентов для более

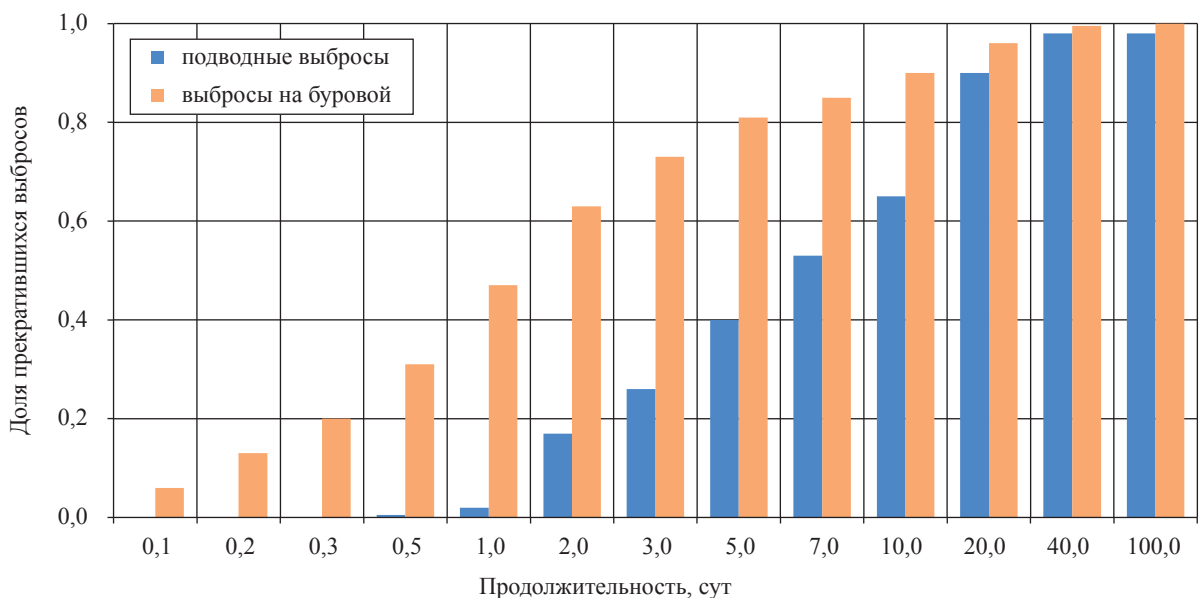


Рис. 8. Расчетные оценки времени восстановления контроля над скважиной

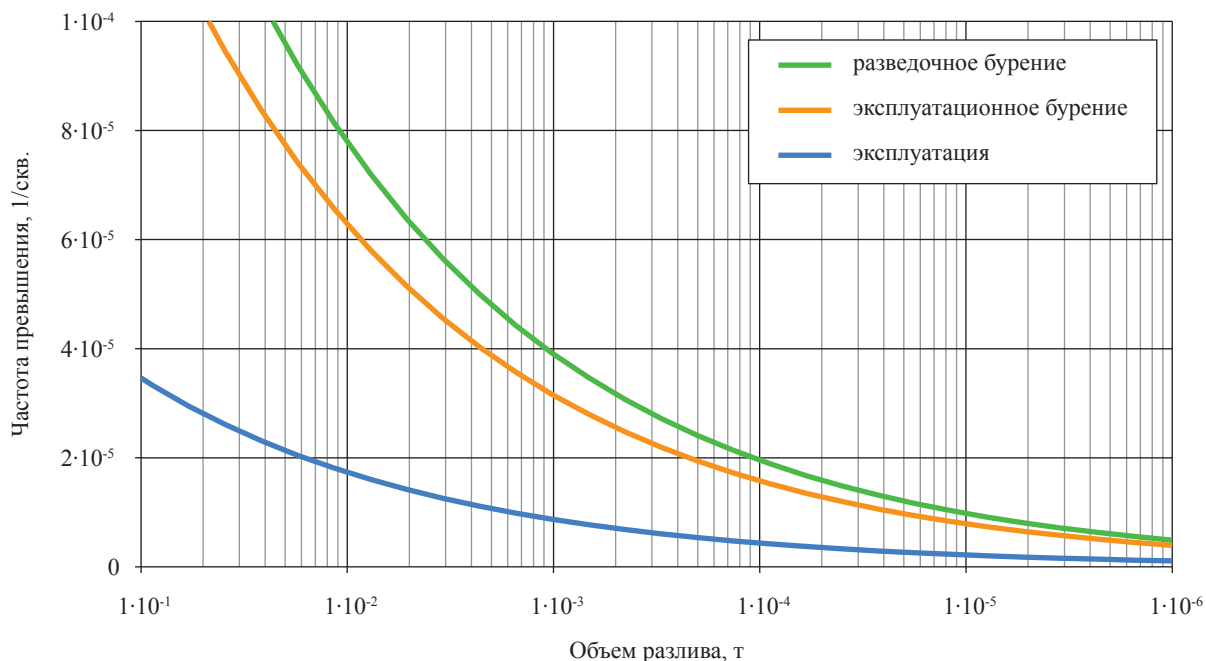


Рис. 9. Статистическая аппроксимация объемов выбросов из скважин

продолжительных выбросов не нашли достаточного статистического обоснования.

При отсутствии возможности учета отдельных сценариев аварий для оценки выбросов может быть применен альтернативный «валовой» подход норвежского Независимого классификационного и сертификационного общества DNV (норв. Det Norske Veritas), основанный на обобщении статистики объемов выбросов с получением зависимости между объемом и частотой выбросов [13], когда для практических расчетов определяются зависимости условных частот превышения разлива от объемов выброса с учетом вида работ на скважинах (рис. 9):

- для поисково-разведочного бурения $F(Q) = 3,1 \times 10^{-4} \times Q^{-0,3}$ 1/скв.;
- эксплуатационного бурения $F(Q) = 2,5 \times 10^{-4} \times Q^{-0,3}$ 1/скв.;
- эксплуатации $F(Q) = 6,9 \times 10^{-5} \times Q^{-0,3}$ 1/(скв.×год),

где Q – объем выброса, т; $F(Q)$ – условная частота превышения разлива объемом Q в соответствующих единицах.

Фактически этот подход сводится к аппроксимации имеющегося статистического материала. Его использование значительно упрощает расчеты, но не позволяет учесть особенности конкретных проектов и видов работ.

Множители в этих формулах равны величинам $F(1)$, т.е. соответствуют частотам выбросов объемом более 1 т, которые были приняты DNV по данным OGP на 2010 г. Обобщая данную методику, расчетные формулы можно записать в виде

$$F(Q) = F(1) \times Q^{-0,3}$$

и применять их для отдельных видов работ, выбирая значения $F(1)$ соответствующим образом. Отметим, что применительно к аварии на скважине Macondo, когда выброс нефти составил 670 тыс. т, $Q^{-0,3} = 0,018 = 1/55$, т.е. объем одного из 55 выбросов, превысивших 1 т, теоретически мог превосходить объем, имевший место в этом случае.

В Российской Федерации при обновлении нормативной документации [1] способы расчета максимально возможных разливов нефти для выбросов из скважин заданы не были, их отнесли к расчетам в проектной документации. Настоящая публикация является попыткой обобщить имеющиеся исходные данные и дать практические инженерные основы для таких расчетов с использованием элементов анализа риска.

Список литературы

1. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации / Утв. Постановлением Правительства РФ от 14.11.2014 г. № 1189.
2. Журавель В.И. Аварийность на морских скважинах. Современное состояние количественной оценки рисков возможных выбросов / В.И. Журавель, И.В. Журавель // Oil and Gas Journal Russia. – 2013. – № 12.
3. Holland P. Deepwater Kicks and BOP Performance: SINTEF report STF38 A01419 / P. Holland. – Trondheim, Norway: SINTEF-MMS, 2001.
4. OREDA Offshore Reliability Data Handbook 2015. V. 2: Subsea Equipment. – 6th ed. – Trondheim, Norway: SINTEF-NTNU, 2015.
5. QRA Data Directory. Blowout Frequencies. – Brussels; London: International Association of Oil&Gas Producers (OGP), 2010.
6. Nichol J.R. Risk Assessment of Temporarily Abandoned or Shut-in Wells: final report for MMS / J.R. Nichol, S.N. Kariyawasam. – Edmonton, Alberta, Canada: C-FER Technologies, 2000.
7. Миронюк С.Г. Газонасыщенные морские грунты и естественные газовыделения углеводородов: закономерности распространения и опасность для инженерных сооружений / С.Г. Миронюк, В.П. Отто // Геориск. – 2014. – № 2.
8. Holland P. Offshore blowouts: causes and control / P. Holland. – Houston, TX: Gulf Publishing Co., 1997.
9. Risk Assessment directory. Blowout frequencies: OGP Report 434-2. – Brussels; London: International Association of Oil&Gas Producers (OGP), 2010.
10. Малеванский В.Д. Гидродинамические расчеты режимов глушения фонтанов в нефтяных и газовых скважинах / В.Д. Малеванский, Е.В. Шеберстов. – М.: Недра, 1990.
11. СТО Газпром 2-2.3-400-2009. Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром».
12. Jodestol K.A. Achieving an industry standard in the assessment of environmental risk: oil spill risk management and the MIRA method / K.A. Jodestol et.al. // Proc. Of Int. Oil Spill Conference. – 2001.
13. Assessment of the risk of pollution from marine oil spills in Australian ports and waters: report for Australian maritime safety authority. – London: Det Norske Veritas Ltd., 2011.

УДК 504

А.В. Маричев

Влияние неблагоприятных факторов окружающей среды на проведение операций по ликвидации разливов нефти в замерзающих морях

Ключевые слова:

ликвидация разливов нефти, Приразломное нефтяное месторождение, перевозка нефти.

Keywords:

oil spill response, Prirazlomnoye oil field, oil transportation.

Обеспечение безопасности при проведении работ является одним из главных приоритетов при освоении нефтегазовых месторождений шельфа Российской Федерации. Особую сложность в суровых условиях Арктики при крайне низкой плотности береговой инфраструктуры приобретают вопросы предупреждения и ликвидации разливов нефти (ЛРН).

Уже более 10 лет в Баренцевом и Белом морях перевозятся большие объемы нефти и нефтепродуктов: ежегодно транспортируется около 20–25 млн т. Из них около 8–10 млн т поступают по Белому морю из портов Витино и Архангельска, схожие объемы отгружаются на Варандейском терминале ОАО «Лукойл» [1]. Около 6 млн т доставляется по железной дороге и переваливается на танкеры непосредственно в Мурманске. Все маршруты транспортировки ориентированы на порты западной Европы, поэтому вдоль протяженного северного побережья Мурманской области ежегодно перевозится 20 млн т нефти. За указанный срок в регионе созданы соответствующие мировым стандартам эффективные объектовые аварийно-спасательные подразделения на Приразломном (рис. 1) месторождении и Варандейском терминале, в порту Архангельска и др. Однако в соответствии с действующим законодательством эти силы и средства предназначены для обеспечения безопасности на малых по площади акваториях, входящих в их зону ответственности.

Государственные аварийно-спасательные формирования представлены Северным (Мурманск) и Архангельским филиалами ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота». К Мурманску приписано самое современное спасательное судно региона – «Спасатель Кавдейкин», однако остальные суда двух названных филиалов устарели.



Рис. 1. Морская ледостойкая платформа «Приразломная»

Максимальные расчетные объемы разлива нефти, т

Объект	Норматив, принятый до ноября 2014 г.	Действующий норматив
Танкер, плавучее нефтехранилище:	100 % объема 2 смежных танков	
• водоизмещением 20 тыс. т	4000–5000	
• водоизмещением 70 тыс. т	12000–14000	
Танкер, плавучее нефтехранилище с двойным дном и двойными бортами:	100 % объема 2 смежных танков	50 % объема 2 смежных танков
• водоизмещением 20 тыс. т	4000–5000	2000–2500
• водоизмещением 70 тыс. т	12000–14000	6000–7000
Стационарная или плавучая добывающая установка	1500	Определяется на основании расчетов
Нефтяной терминал	1500	100 % объема максимальной прокачки за время, необходимое на остановку прокачки, закрытие задвижек на поврежденном участке
Скважина	1500	Максимальный дебит за 3 сут

Очевидно, что возможности подразделений ФБУ «Морспасслужба Росморречфлота» не позволяют в достаточной мере обеспечить безопасность на весьма протяженных маршрутах перевозки нефти в Баренцевом и Белом морях.

Основные российские нормативные критерии в области ЛРН долгие годы определялись постановлениями Правительства РФ № 613 от 21.08.2000 г. [2] и № 240 от 15.04.2002 г. [3]. Экспертное сообщество более десяти лет настаивало на пересмотре данных нормативов, поскольку их практическая реализация во многих случаях была невозможна. В ноябре 2014 г. определены новые критерии [4], упростившие планирование и реализацию мероприятий по ЛРН и приблизившие российскую нормативно-правовую базу к мировой практике (таблица). Необходимо отметить, что отменен наиболее критикуемый норматив – «время локализации разлива», и в настоящее время этот показатель должен определяться разработчиком плана ЛРН на основании расчетов.

Положительно оценивая указанные изменения в нормативной базе, нельзя не отметить, что практически все функционирующие объектовые системы ЛРН спроектированы на основе старых нормативных критериев, что обуславливает необходимость пересмотра принятых решений.

Отдельно следует рассмотреть вопросы влияния неблагоприятных условий окружающей среды на проведение операций ЛРН, которые не отражены в действующих нормативных документах и лишь отчасти учитываются в некоторых опубликованных планах ЛРН. Наиболее существенным фактором в холодный

период года, на наш взгляд, является недостаточная видимость (полярная ночь). Уже в южной части Баренцева моря, в районе расположения Варандейского терминала и платформы «Приразломная» (69° с.ш.), продолжительность дневных сумерек достигает 2 мес. [5]. А в районе Штокмановского месторождения (73° с.ш.) на несколько недель возникает полная темнота (полярная ночь) (рис. 2).

В таких условиях все работы на нефтегазовых объектах выполняются при искусственном освещении, однако организация освещения даже на сравнительно небольшом удалении

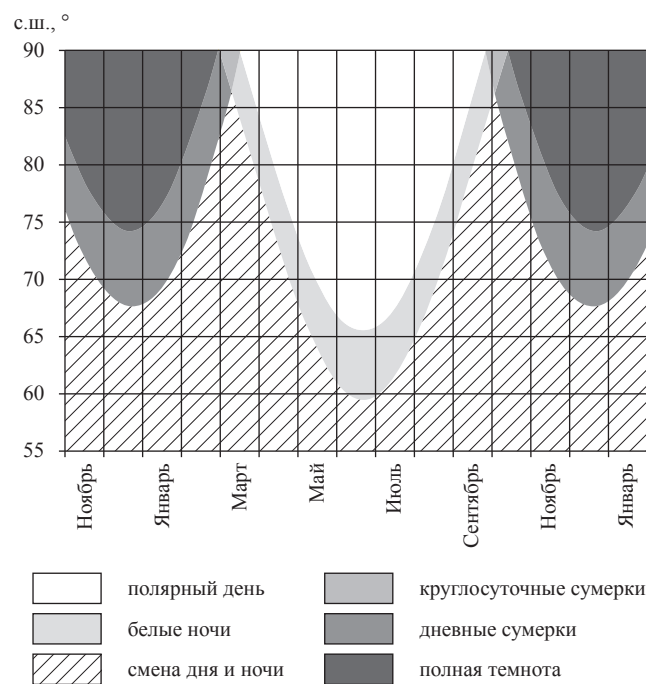


Рис. 2. Продолжительность периодов недостаточной видимости в Арктике

от объекта достаточно трудоемка и требует времени. Дополним, что опыт ликвидации разливов нефти в условиях недостаточной видимости (полярной ночи) отсутствует и учения в таких условиях никогда не проводились.

Неблагоприятные погодные факторы (ветер, туман, снегопады) также могут существенно осложнить или даже приостановить проведение операций ЛРН. Отметим, что данные природные явления нередко возникают в Баренцевом море. Сильный ветер препятствует работе авиации, существенно снижая возможность мониторинга разлива. Ветер способствует перемещению ледовых полей и рассеиванию нефтяного загрязнения. В районе расположения платформы «Приразломная» ветер в 4 балла и сильнее в среднем наблюдается 80 дней в году. Отрицательный эффект тумана выражается в снижении дальности видимости предметов и огней (ночью) в море и точности радиолокационного обнаружения. Среднегодовое количество туманных дней в Печорском море со-

ставляет около 65. Наименее благоприятным погодным фактором следует признать снегопады (метели). Ограничивая видимость, снегопад значительно затрудняет работу персонала, увеличивает сроки развертывания спасательных средств, снижает производительность оборудования ЛРН. В холодный период года на Приразломном месторождении в среднем отмечается 5 сильных снегопадов с выпадением осадков в количестве 10 мм/сут и более.

Предварительные оценки показывают, что 5–7 дней в месяц в рассматриваемых районах готовность объектовой системы ЛРН будет существенно снижена из-за погодных условий. Учитывая, что риск возникновения аварий в плохую погоду значительно возрастает, в рамках совершенствования объектовых систем ЛРН необходимо выполнять детальный анализ возможности проведения и эффективности операций для различных комбинаций неблагоприятных факторов окружающей среды.

Список литературы

1. Мансуров М.Н. Планирование операций по предупреждению и ликвидации разливов нефти для Приразломного нефтяного месторождения / М.Н. Мансуров, А.В. Маричев, И.М. Ефремкин // Арктика: экология и экономика. – 2011. – № 2. – С. 36–41.
2. Основные требования к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов / Утв. Постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613.
3. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации / Утв. Постановлением Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240.
4. Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации: Постановление Правительства РФ от 14.11.2014 г. № 1189.
5. Маричев А.В. Готовность к ликвидации возможных разливов нефти на месторождении Приразломное / А.В. Маричев, И.М. Ефремкин, М.А. Рогозин, Л.К. Хмаринов // Rogtec. – 2013. – № 5. – С. 98–108.

УДК 330.3:622.279

П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина, Е.В. Стречень

О новых экономических условиях разработки морских месторождений углеводородов

В настоящее время произошло кардинальное изменение всех основных исходных компонентов экономической оценки морских месторождений углеводородов (УВ), коснувшееся цен на реализуемую продукцию, затрат в освоение месторождений, а также системы налогов и платежей [1–3]. Значительное снижение мировых цен на нефть отражается не только на эффективности экспорта нефти, но и вызывает достаточно широкий системный эффект.

Во-первых, мировые цены на нефть, как правило, корреспондируют с экспортными ценами на газ и влияют на эффективность экспортных поставок газа. Снижение цен на нефть в определенной мере компенсируется для отечественной экономики резким повышением курса доллара относительно рубля. В результате вопрос равноэффективных цен на газ сохраняет свою актуальность.

В связи с тем что в настоящее время практически не существует представительной базы данных по отечественным морским месторождениям, для расчета затрат в ходе экономической оценки проектов специалисты вынуждены применять нетрадиционные подходы [4–6]. На ранних этапах могут использоваться зарубежные программные продукты, адаптированные к российским условиям, в частности для оценки морских месторождений ОАО «Газпром» и НК «Лукойл» применяют пакет Que\$tor [5]. Сопоставление фактических расходов с затратами, рассчитанными посредством Que\$tor, позволило определить региональные поправочные коэффициенты, предусматривающие увеличение фактических затрат по сравнению с прогнозом на базе Que\$tor. Однако резкий рост курса доллара по отношению к рублю обуславливает дифференцированный подход к корректировке затрат отечественных производителей и зарубежных поставщиков: поскольку затраты в Que\$tor рассчитываются в долларовом эквиваленте, для российских производителей удорожающий коэффициент необходимо понизить пропорционально величине роста курса доллара за последнее время (условно за год).

Согласно экспертным оценкам доля участия отечественных производителей в подготовке и оборудовании месторождений в значительной мере зависит от принципов обустройства морского месторождения. Соответственно, этим определяются влияние валютной составляющей морских проектов, а также мультипликативный эффект для экономики страны в целом. Так, наиболее низкая доля привлечения зарубежных производителей отмечается в отношении прибрежно-морских месторождений или месторождений, расположенных на относительно небольшом расстоянии от берега, для которых планируется использование береговых наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Это определяется, главным образом, затратами на специальные буровые инструменты и материалы для бурения, а также сопровождение буровых работ. Опыт использования стационарных платформ показывает, что здесь участие отечественных производителей может проявляться в строительстве опорной части платформ, прокладке трубопроводов, а также бурении эксплуатационных скважин с привлечением зарубежных геосервисных компаний.

Известно, что применительно к разработке морских месторождений УВ перспективны подводные системы добычи [6]. В данном случае значительно увеличить протяженность газопроводов от подводных добычных комплексов до потребителей позволяют подводные компрессоры. В экстремальных природно-климатических условиях такие системы целесообразно использовать на средних и больших глубинах

Ключевые слова:
морские месторождения нефти и газа, экономическая оценка, затраты, система налогообложения.

Keywords:
offshore oil and gas fields, economic assessment, expenditures, system of taxation.

моря, так как на малых глубинах из-за опасности вспашки дна для этого требуются дополнительные защитные сооружения. К сожалению, доля участия отечественных производителей в обустройстве месторождений подводными комплексами очень низка. Как показывает первый опыт подводного обустройства российских месторождений, отечественными в этом случае могут стать промысловые и магистральные трубопроводы (включая работы по укладке труб). Возможно также привлекать отечественные мобильные буровые установки.

С точки зрения экономической эффективности освоения морских месторождений крайне важен аспект налогообложения. В настоящее время в этой сфере можно выделить две принятые на законодательном уровне налоговые системы (действующую налоговую систему и соглашения о разделе продукции¹), а также ряд предложений по улучшению налогового климата для российских морских месторождений нефти и газа. Остановимся на действующей налоговой системе, которая в качестве основных фискальных составляющих дохода государства при разработке месторождений УВ рассматривает вывозную таможенную пошлину, два федеральных налога – на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и на прибыль организаций, региональные налоги на имущество организаций.

Для начала рассмотрим последние изменения законодательства, касающиеся нефтегазовой отрасли в целом. В условиях, когда нефтегазовые доходы составляют порядка половины дохода федерального бюджета и формируются главным образом за счет НДПИ и доходов от экспортных пошлин на УВ, российское правительство пытается в последние годы корректировать структуру налоговой нагрузки, внося изменения в различные законодательные акты. Начиная с 2012 г. в правительстве дебатировался так называемый «налоговый маневр», в результате которого предлагалось перераспре-

делить вклад НДПИ и таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты. Безусловно, такой подход касается не только нефтяных, но и газовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

В сентябре 2013 г. Федеральным законом от 30.09.2013 г. № 268-ФЗ (коррективы внесены Федеральным законом от 24.11.2014 г. № 366-ФЗ) введены понятия, используемые при налогообложении добычи УВ, а также внесены изменения в законодательные акты в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ. С июля 2014 г. с принятием закона № 263-ФЗ изменился подход к определению ставки НДПИ для газа и конденсата. Законодательно утверждаются лишь базовые ставки: для конденсата – 42 руб./т, для природного газа – 35 руб./тыс. м³. Формирование окончательного значения налоговых ставок зависит от определения коэффициентов, характеризующих не только ценовые составляющие внутреннего и внешнего рынков с учетом доли рынков и условий доставки продукции потребителям, но и степень сложности добычи углеводородного сырья в зависимости от местоположения и степени выработанности залежей углеводородного сырья на конкретном участке недр. Для некоторых регионов (включая Охотское море) введены временные льготные коэффициенты, позволяющие снизить налоговую нагрузку. Цены, участвующие в расчетах НДПИ, определяет Федеральная служба по тарифам.

Согласно Федеральному закону от 24.11.2014 г. № 366-ФЗ 1 января 2015 г. вступают в силу изменения в ст. 3.1 Закона РФ от 21.05.1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», устанавливающую порядок определения ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, а также в ст. 342 (п. 2, пп. 9) Налогового кодекса РФ. Суть одного из вводимых изменений заключается в одновременном снижении экспортных налоговых пошлин на углеводородное сырье и повышении НДПИ. По сравнению с закрепленными законодательством в 2014 г. таможенными тарифами значительно снижаются предельные ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть. Так, при стоимости нефти «Юралс» более 182,5 долл./т предельная ставка пошлины снижается с 59 % (2014 г.) до 42 % в 2015 г., до

¹ Правовые основы отношений, возникающих в процессе осуществления российских и иностранных инвестиций в поиски, разведку и добычу минерального сырья на территории РФ, а также на континентальном шельфе и(или) в пределах исключительной экономической зоны РФ на условиях соглашений о разделе продукции устанавливает Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» с изменениями и дополнениями от 7 января 1999 г., 18 июня 2001 г., 6 июня 2003 г., 29 июня, 29 декабря 2004 г., 30 декабря 2008 г., 19 мая 2010 г., 19 июля 2011 г.

36 % в 2016 г., до 30 % после 1 января 2017 г.² При этом базовая ставка НДС для нефти соответственно возрастает с 493 руб. (2014 г.) до 766 руб. в 2015 г., до 857 руб. в 2016 г., достигая в 2017 г. 919 руб. за тонну добытой, обессоленной, обезвоженной и стабилизированной нефти³. Налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть. Полученное произведение уменьшается на величину показателя, характеризующего особенности добычи нефти. Складывается ситуация, при которой следует ожидать постепенного роста внутренних цен на нефть, нефтепродукты и конденсат.

Большинство объектов добычи УВ на шельфе относятся к новым морским месторождениям, для которых в зависимости от принадлежности к той или иной категории (табл. 1) согласно классификации новых морских месторождений, введенной Федеральным законом № 268-ФЗ, определены условия, действующие в течение заданных временного интервала и определенного календарного срока, устанавливающего границы их применения.

Освобождение от **вывозных таможенных пошлин** в отношении экспортируемых углеводородов предусмотрено для новых месторождений в периоды:

- до 31 марта 2032 г. – для месторождений 1-й и 2-й категорий;
- до 31 марта 2042 г. – для месторождений 3-й категории;
- на весь период разработки (в ред. Закона № 366-ФЗ) – для месторождений 4-й категории.

² Предыдущей редакцией Закона № 5003-1 от 04.03.2014 г. предусматривался следующий алгоритм снижения ставки данного вида пошлины: в 2015 г. – до 57 %, начиная с 1 января 2016 г. – до 55 %.

³ Предыдущая редакция Налогового кодекса РФ предусматривала следующий алгоритм повышения базовой ставки НДС: в 2015 г. – до 530 руб., начиная с 1 января 2016 г. – 559 руб.

Наиболее сложным в применении к месторождениям шельфа является НДС. В период разработки объектов добычи УВ как новых месторождений для подсчета НДС вводятся адвалорные налоговые ставки, зависящие от календарного срока начала промышленной разработки, а для 3-й и 4-й категорий – и от вида УВ (табл. 2).

Налоговой базой для расчета НДС на новых месторождениях служит стоимость углеводородного сырья.

Вводится понятие минимальной предельной стоимости единицы УВ-сырья, которая определяется как «произведение средней за истекший налоговый период цены соответствующего вида углеводородного сырья на мировых рынках, выраженной в долларах США, за единицу углеводородного сырья и среднего за этот налоговый период значения курса доллара США к рублю РФ». Минимальная предельная стоимость единицы природного газа определяется как средневзвешенная по объемам реализации за налоговый период цена природного горючего газа, добытого на новом морском месторождении и распределенного на внутренний рынок и экспорт.

Порядок расчета средних цен на УВ, ориентированных на реализацию на мировых рынках, а также средние за истекший налоговый период цены на УВ с учетом региона добычи сырья и перечня мировых рынков в зависимости от региона добычи устанавливает Минэкономразвития РФ с учетом данных международного ценового агентства «Аргус Медиа Лимитед». Цены формируются исходя из направления реализации УВ в зависимости от категорий месторождений шельфа. Средняя за налоговый период оптовая цена на горючий природный газ при поставках на внутренний рынок определяется в соответствии с Положением об определении формулы цены на газ, утвержденным Федеральной службой по тарифам, и публикуется на сайте ведомства.

Таблица 1

Категории месторождений УВ шельфа согласно Федеральному закону № 268-ФЗ

Категория	Местоположение месторождений
1	Полностью в Азовском море или на 50 % площади и более в Балтийском море
2	На 50 % площади и более в Черном (глубина до 100 м включительно), Печорском, Белом или Японском морях, в южной части Охотского моря (южнее 55° с. ш.) либо в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря
3	На 50 % площади и более в Черном море (глубина более 100 м), в северной части Охотского моря (на 55° с. ш. или севернее), в южной части Баренцева моря (южнее 72° с. ш.)
4	На 50 % площади и более в Карском море, в северной части Баренцева моря (на 72° с. ш. и севернее), в Восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском и Беринговом морях)

Таблица 2

Адвалорные ставки НДС для новых месторождений УВ на шельфе

Категория месторождения	Дата начала промышленной разработки, не позднее	Период от начала промышленной разработки	Вид УВ	Ставка НДС
1	31 марта 2022 г.	60 календарных месяцев	Нефть	30 %
			Конденсат	
			Газ природный	
2	31 марта 2032 г.	84 календарных месяца	Нефть	15 %
			Конденсат	
			Газ природный	
3	31 марта 2037 г.	120 календарных месяцев	Нефть	10 %
			Конденсат	1,3 %
			Газ природный	
4	31 марта 2042 г.	180 календарных месяцев	Нефть	5 % (4,5 %*)
			Конденсат	
			Газ природный	1 %

* Для организаций, не имеющих права экспорта сжиженного природного газа, произведенного из природного горючего газа, добытого на новых морских месторождениях углеводородного сырья, на мировые рынки.

При прогнозных расчетах за периодом, в котором месторождения считаются новыми, ставки по НДС могут быть (в соответствии с положениями НК РФ, действующими на 01.01.2015 г.) определены исключительно на основании принятых рублевых ставок с учетом уточняющих поправочных коэффициентов, как это описано ранее. Таким образом, налоговой базой по НДС становятся объемы добычи УВ.

Федеральным законом 268-ФЗ введено освобождение от налогообложения **налогом на имущество организации** в отношении имущества, расположенного на шельфе РФ и в исключительной экономической зоне РФ, при условии что это имущество используется при освоении морских месторождений УВ, включая геологическое изучение, разведку, проведение подготовительных работ, разработку.

Начиная с 2014 г. предусмотрены особенности определения налоговой базы по **налогу на прибыль организации** при осуществлении деятельности, связанной с добычей углеводородного сырья на новом морском месторождении, которые применяют только операторы нового морского месторождения и владельцы соответствующих лицензий. При формировании базы по налогу на прибыль возможно использование ускоренной амортизации. Налогоплательщики вправе применять к основной норме амортизации специальный коэффициент, но не выше 3.

Чтобы наглядно представить налоговую ситуацию, в которую попадают месторождения, распределенные по категориям, возьмем некий условный газоконденсатный объект и

определим для него налоговое бремя по вывозным таможенными пошлинами и НДС. Как показывает диаграмма на рис. 1, таможенные пошлины для условного месторождения УВ, если оно попадает в категории 1 или 2, появляются в 2032 г., в 2042 г. возникает вывозная пошлина для категории 3. Категория 4 освобождена от уплаты вывозной пошлины на весь период разработки нового месторождения УВ.

При определении объемов НДС (рис. 2) в зависимости от категории, в которую попадает рассматриваемый условный газоконденсатный объект, наблюдаются противоположные подходы к разным категориям объектов. Если для месторождений категорий 3 и 4, когда первые 10 или 15 лет создаются условия, стимулирующие разработку месторождения, можно говорить о налогообложении по НДС как о льготной составляющей фискальной нагрузки, то при разработке месторождений категорий 1 и 2 в первые 5 или 7 лет возникает ситуация максимальной нагрузки по налогу.

Суммарно два формирующих на сегодняшний день большую часть федерального бюджета платежа будут выглядеть так, как это показано на рис. 3. Для новых месторождений УВ категорий 1 и 2 условно льготным можно считать период по завершении применения адвалорных ставок по НДС и до введения вывозной таможенной пошлины на УВ. Для месторождений 3-й категории увеличение налоговой нагрузки придется на период возвращения таможенных пошлин.

Таким образом, налоговая нагрузка на разработку новых морских месторождений по

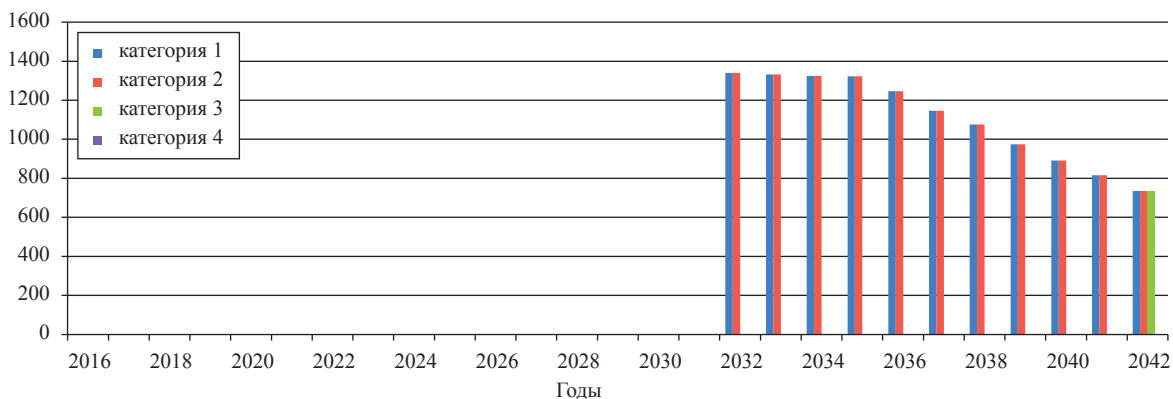


Рис. 1. Вывозные таможенные пошлины для условных новых морских газоконденсатных месторождений различных категорий, млн руб.

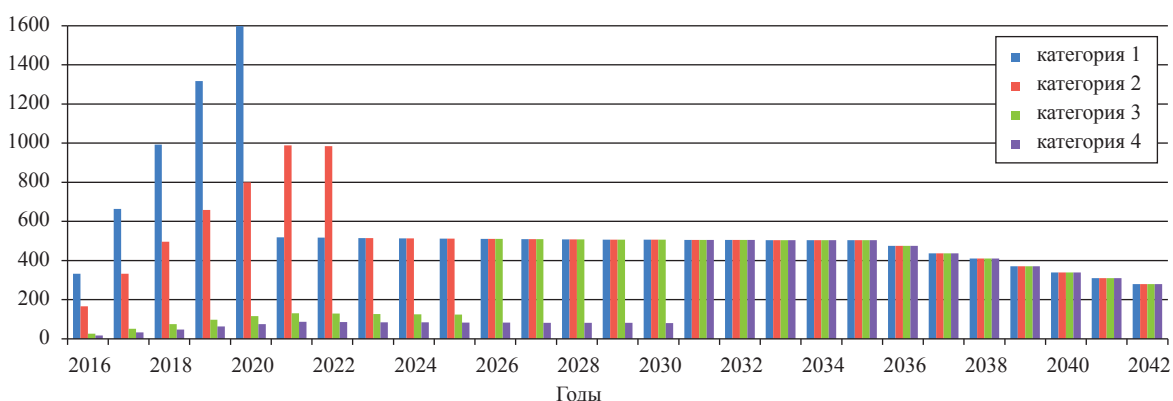


Рис. 2. НДС для условных новых морских газоконденсатных месторождений различных категорий, млн руб.

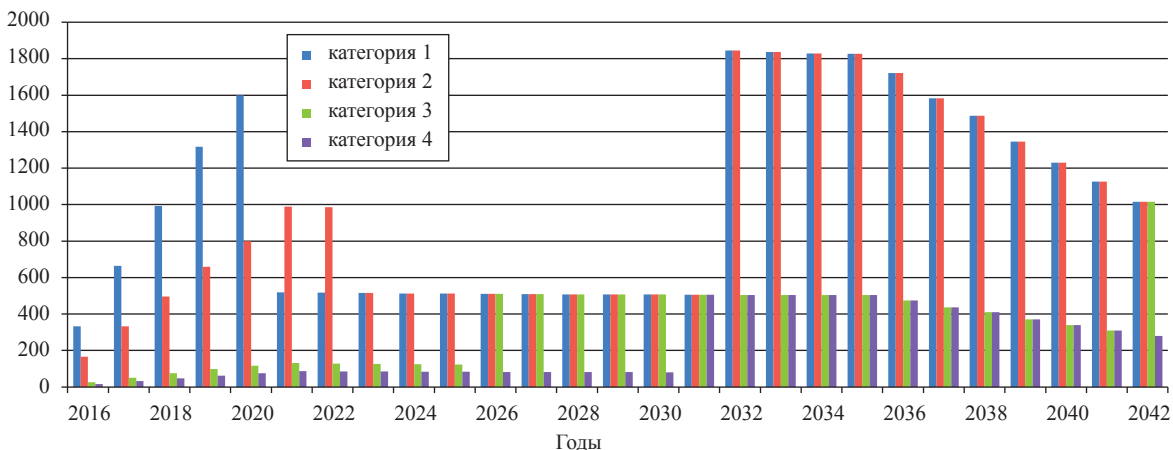


Рис. 3. Суммарные платежи (вывозные таможенные пошлины и НДС) для условных новых морских газоконденсатных месторождений разных категорий, млн руб.

двум группам платежей окажется для месторождений категорий 1 и 2 в 2,5–4 раза больше, чем для месторождений категорий 3 и 4.

Особенным образом складывается ситуация в сфере налогообложения для месторождений УВ, расположенных в Охотском море. Месторождения о. Сахалин, находящегося в

южной части моря (южнее 55° с. ш.), отнесены к категории 2, в то время как все объекты добычи УВ, обнаруженные севернее этой широты, – к категории 3. Максимальная нагрузка по НДС для новых месторождений категории 2 придется на первые 7 лет разработки, когда будет применяться адвалорная ставка.

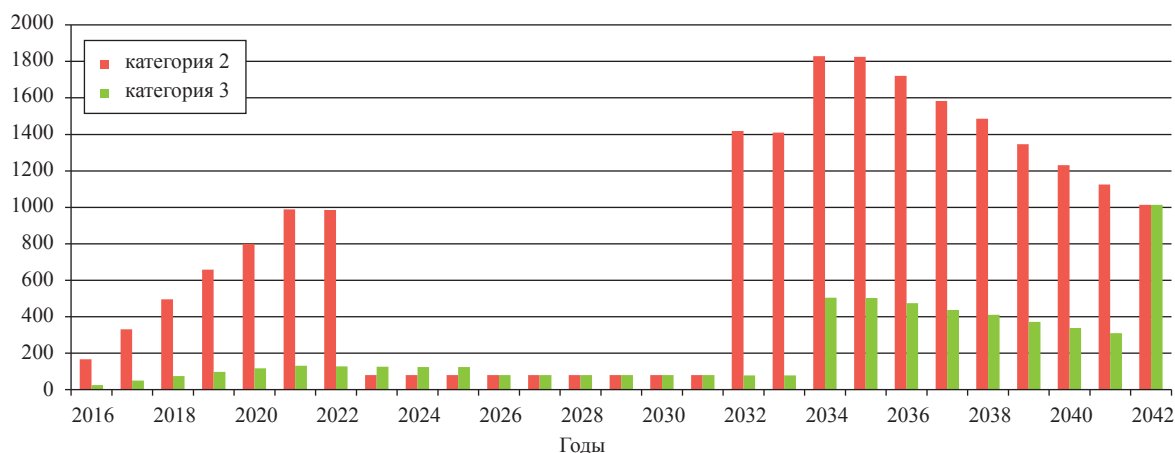


Рис. 4. Суммарные платежи по НДС и вывозным таможенным пошлинам для условных новых газоконденсатных месторождений 2-й и 3-й категорий в Охотском море, млн руб.

Далее при переходе к базовым рублевым ставкам и при возможности использования региональных льгот, декларируемых до 2033 г., появится перспектива льготного периода. Условия налогообложения для новых месторождений категории 3, когда адвалорная ставка, действующая 10 лет, оказывает меньшее фискальное давление на освоение УВ-объекта и при этом до 2033 г. используется региональная льгота, значительно более благоприятны, чем для месторождений категории 2 (рис. 4). Для месторождений категории 2 освобождение от вывозных таможенных пошлин установлено до 2031 г. Таможенные пошлины для новых морских месторождений категории 3 появляются в 2042 г. Таким образом, налоговая нагрузка при разработке новых морских месторождений Охотского моря, расположенных южнее 55° с. ш., только по двум группам платежей (НДС плюс вывозные таможенные пошлины) окажется в 3,5 раза больше, чем для новых морских месторождений этого же моря, расположенных севернее.

В целом следует признать, что предложенная система льгот при освоении новых морских месторождений не стимулирует разработку в ряде регионов выявленных там месторождений, а в некоторых случаях даже осложняет экономические условия разработки ресурсов по сравнению с действующими в настоящее время в регионе нормами.

Все изложенное свидетельствует о необходимости существенной доработки системы экономического стимулирования работ по освоению ресурсов углеводородов на российском континентальном шельфе.

Список литературы

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. – 2-я ред. – М.: Экономика, 2000 – 421 с.
2. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 2 / в ред. от 29 декабря 2014 г.
3. Никитин П.Б. Основные подходы к разработке долгосрочной программы ОАО «Газпром» по освоению ресурсов углеводородов на шельфе РФ / П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина, Е.Н. Малюкина // Газовая промышленность. – 2011. – Спецвыпуск. – С. 35–37.
4. СТО Газпром 2-3.7-320-2009. Регламент на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром экспо, 2009 – 96 с.
5. Никитин П.Б. Оценка эффективности инвестиций в освоение месторождений газа на шельфе РФ в современных экономических условиях / П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 2. – С. 12–19.
6. Никитин П.Б. Учет перспективных экономических условий при проектировании разработки морских месторождений углеводородов / П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина, Е.В. Бажанов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 29–35.

УДК 622.276.04

И.Э. Ибрагимов, С.А. Трудов

Технологические схемы подготовки скважинной продукции подводного промысла

Арктический шельф является основным потенциальным источником газодобычи для России и для мирового рынка в целом. Однако освоение арктических территорий осложнено экстремальными природно-климатическими условиями, включая низкие температуры воздуха, сильные ветры и ледяной покров на акватории морей. В этих условиях применение платформенных технологий добычи углеводородов может оказаться неэффективным, а наиболее перспективными, особенно для месторождений природного газа, представляются подводные промыслы [1]. Технический прорыв последних лет позволил выйти на принципиально новые схемы обустройства шельфовых месторождений с использованием подводных добычных комплексов: созданы и эксплуатируются установки первичной подготовки углеводородов, выполненные в подводном исполнении. В качестве конечной цели на сегодняшний день в большинстве случаев рассматривается создание автономного подводного промысла (*англ.* subsea factory), концепция которого предложена компанией Statoil [2] и принята как перспективное направление развития данной технологии большинством специалистов отрасли, работающих в секторе подводного оборудования.

Исходя из актуальности задач освоения месторождений природного газа Арктического шельфа РФ, авторами изучена возможность создания технологической схемы подводного промысла, которая обеспечивала бы полную подготовку скважинной продукции, обусловив тем самым безопасный однофазный транспорт. В качестве аналога подводного промысла на месторождениях Арктического шельфа может быть использована типовая схема обустройства, рассмотренная на рис. 1 [3]. Согласно ей пластовая продукция, поступающая со скважин, подается в подводный промысловый центр (ППЦ), где установлены фонтанная арматура, контрольно-измерительная аппаратура, управляющая система и манифольд для объединения потоков, редуцирования, замера параметров и при необходимости впрыска ингибитора гидратообразования (ИГ). Из ППЦ пластовая продукция поступает в центральный манифольд, предназначенный для сбора продукции скважин с ППЦ и представляющий собой систему труб и необходимого оборудования (регулирующие клапаны, муфты для трубопроводов, блок управления и т.д.). Далее пластовая продукция подается в подводную систему подготовки, где осуществляется сепарация и осушка газа, его очистка от механических примесей, контроль точки росы по воде и жидким углеводородам, а также содержания механических примесей перед подачей на блок компримирования. С выхода подводной системы подготовки продукция попадает на блок компримирования для передачи на берег. Основной парк сырьевых емкостей и блоков регенерации ИГ предусматривается на берегу. В зависимости от потребности в состав подводного оборудования также может входить блок ИГ, состоящий из сырьевой емкости ИГ, насоса и запорно-регулирующей арматуры.

Блок утилизации предназначен для закачки отделенной воды с механическими примесями в нагнетательную скважину. Блок состоит из трехфазных разделителей и трубопроводной обвязки с запорно-регулирующей арматурой, а также насосов. В разделителях происходит отделение воды от механических примесей и жидких углеводородов. Насосы предназначены для перекачки воды с механическими примесями и жидких углеводородов соответственно.

Далее предлагается рассмотреть концепцию обеспечения полной подготовки пластовой продукции, в частности, схему подводной системы подготовки продукции

Ключевые слова:

Арктический шельф, добыча газа, скважина, автономный подводный промысел, пластовый газ, низкотемпературная сепарация.

Keywords:

Arctic shelf, gas recovery, well, autonomous subsea factory, formation gas, low-temperature separation.

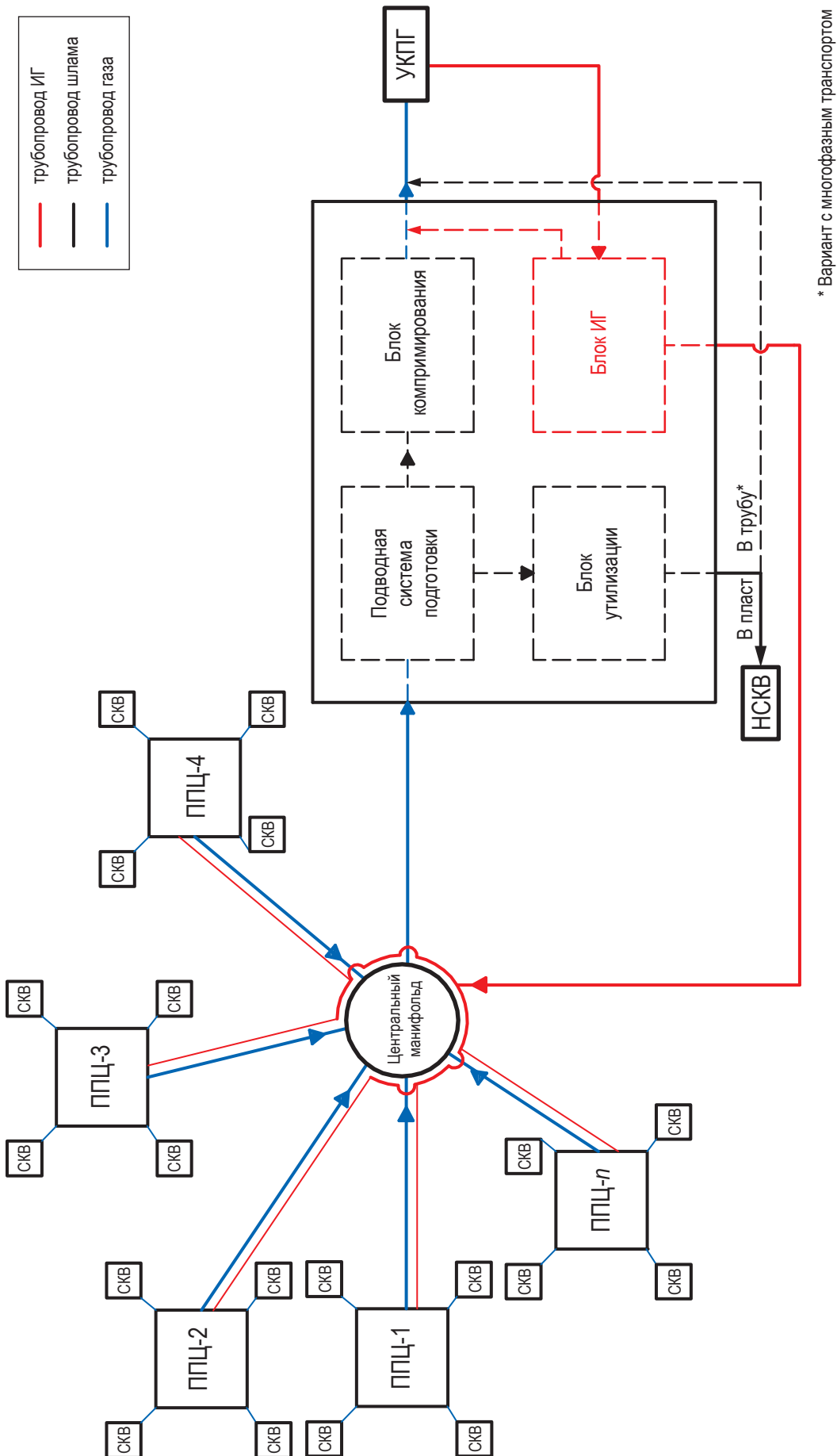


Рис. 1. Типовая схема обустройства подводного промысла:

СКВ – подводное устье скважины; НСКВ – подводное устье нагнетательной скважины; УКПГ – установка комплексной подготовки газа

с технологическими линиями низкотемпературной сепарации (НТС), которая предназначена для подготовки пластовой продукции по точке росы по воде и углеводородам, а также содержанию механических примесей (рис. 2). В соответствии с предлагаемой схемой поступающая с центрального манифольда пластовая продукция подается в блок-модуль I ступени сепарации. В блоке-модуле происходит первичная сепарация (отделение капельной жидкости и механических примесей). Далее предварительно очищенный газ подается на блок-модуль охлаждения. Здесь происходит снижение температуры газа до необходимой точки росы посредством теплообмена с морской водой, расширения газа на дросселе или в турбодетандерном агрегате. Для предотвращения образования гидратов после охлаждения газа перед блоком-модулем охлаждения необходимо подавать ИГ.

При охлаждении газа конденсируются вода (водный раствор ИГ) и жидкие углеводороды, которые улавливаются в блоке-модуле тонкой очистки (низкотемпературном сепараторе). Далее газ подается на узел замера, где осуществляется контроль параметров технологического процесса.

В зависимости от состава пластовой продукции, условий транспортировки на береговую УКПП, а также климатических и географических факторов может быть применена упрощенная технологическая схема. Такая схема предназначена для предварительной подготовки пластовой продукции и заключается в сепарации капельной жидкости и механических примесей в соответствии с требованиями поставщиков компрессорного оборудования.

В настоящее время в свете распространения нефтегазодобывающих работ в глубоководных и суровых регионах подводные технологии подготовки продукции становятся сегодня все более востребованными. Применительно к арктическим морям подводные технологии открывают возможности уменьшения надводных объектов обустройства. Размещая объекты обустройства под водой, оператор месторождения сокращает площадь надводных сооружений и снижает возможность воздействия на объекты обустройства суровых природно-климатических явлений. В связи с этим на платформе высвобождаются мощности для подготовки углеводородов и исчезает необходимость сепарации и компримирования на платформе.

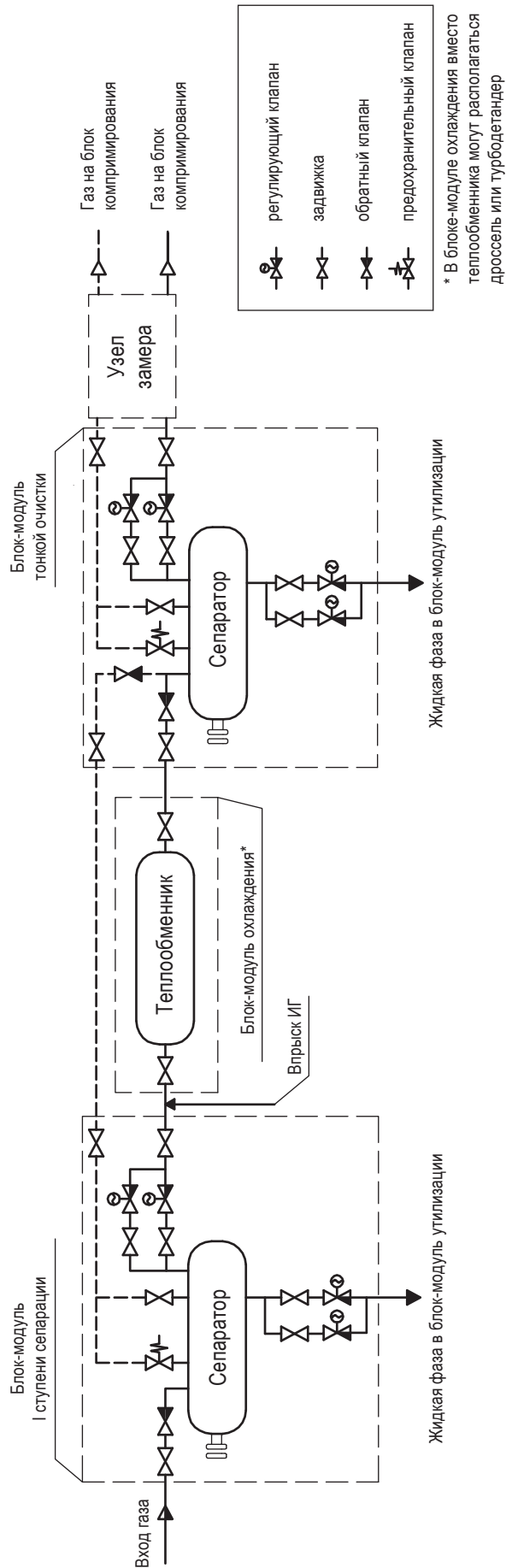


Рис. 2. Технологическая схема подводной системы подготовки пластовой продукции с технологическими линиями НТС

Однако для реализации такой сложнейшей с технической точки зрения задачи необходимо решить целый ряд технико-технологических проблем, в том числе вопросы передачи и распределения электроэнергии на дальние расстояния, а также высокоскоростной передачи данных, поскольку все процессы должны контролироваться и управляться дистанционно. Одна из наиважнейших задач – обеспечение надежности подводных технологий, поскольку инспекция подводного оборудования в арктических условиях затруднена, а его обслуживание и (или) замена ограничены ледовой обстановкой. Кроме того, отказ подводного технологического оборудования непосредственно влия-

ет на состояние окружающей среды. И, наконец, подводное оборудование должно обеспечивать непрерывность добычи и окупаемость капитальных вложений.

Таким образом, реализация концепции полностью автономных подводных промыслов – многоаспектная задача, требующая сложных технологических решений. При этом наиболее фундаментальная проблема состоит в объективной необходимости разработать высоконадежное оборудование и машины, которые практически не будут выходить из строя.

Список литературы

1. Толстов С.С. Подводная технология добычи углеводородов – ключевой фактор освоения ресурсов шельфа Арктики / С.С. Толстов, Д.А. Мирзоев, И.Э. Ибрагимов // Газовая промышленность. – 2011. – Спецвыпуск № 661: Добыча углеводородов на шельфе.
2. Подводная «фабрика» размером с футбольное поле // Веб-журнал о Норвегии. – <http://norginfo.com/biznes/novie-tehnologii-ekologiya/1282-podvodnaya-fabrika-razmerom-s-futbolnoye-pole>.
3. Р Газпром 2-3.7-666-2012. Проектирование оборудования подводного газодобывающего комплекса. Подводный блок обработки продукции скважин с технологическими линиями низкотемпературной сепарации.

УДК 622.691.4:614.8

В.С. Сафонов, А.В. Мельников, С.В. Ганага

Методические аспекты анализа аварийных процессов на подводных газопроводах

Континентальный шельф Российской Федерации является самым крупным в мире по площади. Извлекаемые ресурсы углеводородов оцениваются по нефти как 13,5 млрд т, по газу – как 73 трлн м³. Основная роль в добыче углеводородов при этом принадлежит арктическим (70 % общих ресурсов) и дальневосточным (20 % общих ресурсов) морям. Среди объектов обустройства морских месторождений особое место занимают подводные трубопроводы, эксплуатация которых происходит зачастую в сложных инженерно-геологических и природно-климатических условиях, причем с ограниченными возможностями проведения диагностических и ремонтных работ в разрезе года.

По результатам анализа зарубежных баз данных по инцидентам и авариям в системах морских трубопроводов (в Мексиканском заливе, Северном море, на шельфовых месторождениях Австралии и стран АТР, в Средиземноморье и др. [1]), а также с учетом условий эксплуатации трубопроводов в арктических и дальневосточных морях и принятых у нас в стране технических решений по обеспечению безопасности и соответствующих методов контроля и надзора для континентального шельфа России рекомендованы базовые значения величин ожидаемых частот возникновения аварий на морских трубопроводах (таблица). Нижняя граница в указанных диапазонах (см. табл.) при этом рекомендуется для новых трубопроводов, проектируемых с учетом применения всех современных технологий, материалов, методов строительства и контроля, а верхняя – это консервативная (завышенная) оценка.

При обосновании показателей рисков эксплуатации морских трубопроводов моделирование последствий аварий является одним из наиболее значимых этапов. При этом специфика протекания аварийных процессов будет зависеть от ряда характерных условий, среди которых необходимо отметить следующие:

- диаметр (500–1020 мм) и рабочее давление (0,5–2,5 МПа);
- компонентный состав перекачиваемой среды (наличие и возможность «выпадения» или отсутствие пластовой воды, тяжелых углеводородных компонентов, антигидратных компонентов и т.п.);
- рельеф трассы, характеристика грунта, особенности заглубления трубопровода в грунт;
- глубину моря в месте разрыва газопровода;
- условия перекрытия аварийного участка;
- наличие загрязняющих веществ в водной среде и др.

Различным аспектам моделирования и анализа негативных последствий аварийных разрывов подводных трубопроводов в научной литературе уделяется достаточно большое внимание. В настоящей работе отмечена необходимость правильного учета специфических условий возникновения и развития аварийных процессов при обосновании показателей безопасности и риска эксплуатации подводных газопроводов.

Ожидаемые частоты аварий на морских трубопроводах

Диаметр трубопровода, м	Частота, ав./год на 1000 км
До 0,2	$(0,15-1,5) \cdot 10^{-1}$
0,25–0,4	$(0,23-2,3) \cdot 10^{-2}$
0,43–0,6	$(0,18-1,8) \cdot 10^{-2}$
0,63–1,0	$(0,27-2,7) \cdot 10^{-2}$

Ключевые слова:
континентальный шельф РФ, морской газопровод, безопасность, авария, истечение газа, газожидкостный шлейф, дисперсия газа.

Keywords:
Russian continental shelf, offshore gas pipeline, safety, accident, gas flow, gas-liquid plume, gas dispersion.

При этом подразумевается, что в моделях развития сложных аварийных процессов характеристики предыдущего этапа являются начальными (краевыми) условиями для последующего этапа. Это обстоятельство в силу неизбежных упрощений при моделировании и (или) по причине недостаточных знаний о физических особенностях процессов может существенно повлиять на достоверность полученных результатов.

Формирование волн сжатия

После разрушения подводного газопровода сжатый газ начинает выделяться в окружающую среду, и под действием разности давлений граница контакта «газ – жидкость» начинает расширяться. В приграничной области жидкости формируется зона (волна) сжатия, скорость распространения которой равна местной скорости звука в жидкости. Скорость звука в воде (около 1500 м/с) существенно выше, чем в сжатом газе (при давлениях 10–15 МПа она составляет 400–470 м/с), поэтому волна сжатия «отрывается» от границы контакта «газ – жидкость».

В отличие от разрыва сухопутного газопровода при разрыве подводного большая часть потенциальной энергии сжатого газа переходит в кинетическую энергию воды в форме скоростного напора, следующего за фронтом волны сжатия в жидкости. Для моделирования быстропротекающих процессов при

сложном нелинейном поведении материалов и изменяющихся в процессе решения граничных условиях могут быть использованы разнообразные численные методики (например, [2, 3]). В рассматриваемом случае при наличии сложных контактных границ между средами наиболее предпочтительным является применение методики, основанной на смешанном лагранжево-эйлеровом подходе. Такая методика разработана и впервые апробирована в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для моделирования физических процессов при аварийном разрыве подземного магистрального газопровода [4] с помощью программного комплекса ANSYS/LS-DYNA. Опыт создания нелинейных многофазных моделей применялся для анализа аварийных процессов при разрыве подводного газопровода [5, 6].

При разработке методики учитывались результаты полномасштабных экспериментальных исследований по разрывам труб диаметрами $558 \times 6,35$ мм ($P = 10$ МПа) и $106 \times 15,2$ мм ($P = 11,4$ МПа), в том числе обетонированных, на дне озера глубиной 12 м [7]. При этом установлено, что:

- зависимость формирующегося избыточного давления от времени можно представить некоторой идеализированной импульсной функцией, в которой пиковая величина давления (P_{\max}) и последующее «установившееся» давление зависят от начального давления в трубе ($P_{\text{тр}}$), ее диаметра и расстояния от точки разрыва;
- время подхода в заданную точку первичной волны (начало повышения давления t_0) пропорционально расстоянию (X), м, деленному на скорость распространения звука в воде (~ 1500 м/с): $t_0 \sim X / 1500$ (рис. 1).

Разработанная в [5] методика позволила провести:

- 1) моделирование поведения тела трубы при разрушении в рамках оболочечной теории с возможностью пластического течения материала, упрочнения и разрушения по критерию истощения пластичности;
- 2) учет бетонного покрытия трубы;
- 3) связанный расчет течения газа в трубе, учитывающий взаимодействие трубы и газа с окружающей водой и возможность притока флюида в расчетную область из удаленных участков трубопровода;
- 4) расчет преднапряженного состояния системы под действием силы тяжести и внутреннего давления.

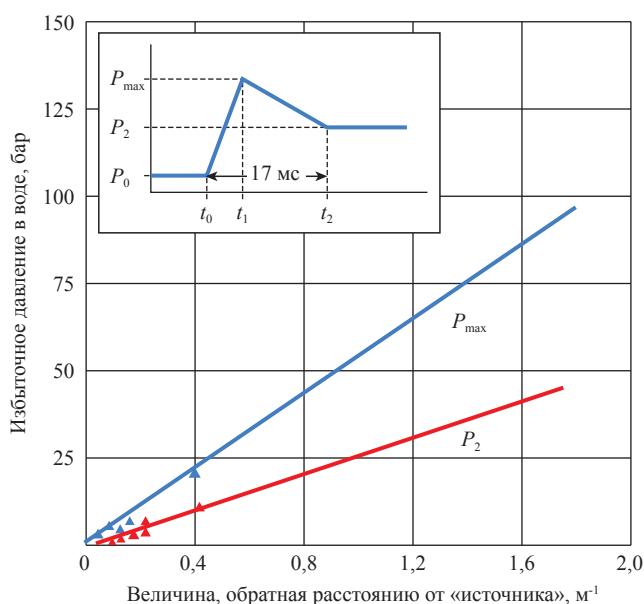


Рис. 1. Экспериментальные данные по изменению давления при разрушении газопровода

На рис. 2 представлены характерные кривые изменения давления волны сжатия в воде при разрыве газопровода диаметром 1,07 м с бетонным покрытием при $P = 13$ МПа на глубине 100 м (скорость раскрытия трещины (V) изменялась линейно в диапазоне $50 < V < 200$ м/с).

Как показал анализ полученных данных, функции изменения давления во времени носят плавный (неударный) характер, по координате близки к линейным лишь в прилегающей зоне (примерно до 5 м), а далее меняются уже обратно пропорционально квадрату расстояния, что указывает на сферическую форму источника импульса.

Установлено также, что движение тела трубы за счет кинетических эффектов весьма незначительно и не представляет серьезной опасности для смежных ниток даже в случае «всплытия» трубы из траншеи.

Аварийное истечение газа

Динамика аварийного истечения газа определяется классическими законами сохранения потока сжимаемого газа. Эта задача с различной степенью приближения численно реализована в целом ряде работ [8–11]. В данной статье использованы результаты исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ», проведенных для подводного перехода газопроводов ($D_0 = 550$ мм, $P = 22$ МПа) через Черное море [11]. При проведении расчетов использовалось уравнение состояния Бенедикта–Вебба–Рубина (BWR). В качестве граничного условия на левой границе потока (компрессорная станция, КС) использовалась характеристика центробежного нагнетателя. Принималось, что при возникновении аварийного разрыва КС «Береговая» будет отключена при падении давления нагнетания на 3 ати, а КС на турецком берегу – исходя из условий антипомпажного режима при снижении расхода газа до 0,9 от номинального. На рис. 3 представлены расчеты динамики аварийного истечения газа для трех вариантов разрыва на расстояниях 19,8; 99 и 360 км от КС.

Формирование газожидкостного шлейфа

В общем случае в окрестности аварийного разрыва подводного газопровода возникает нестационарное трехмерное газожидкостное течение, описываемое системой уравнений многофазной гидродинамики. Численное решение этой системы уравнений встречает значительные трудности. В потоке обычно условно

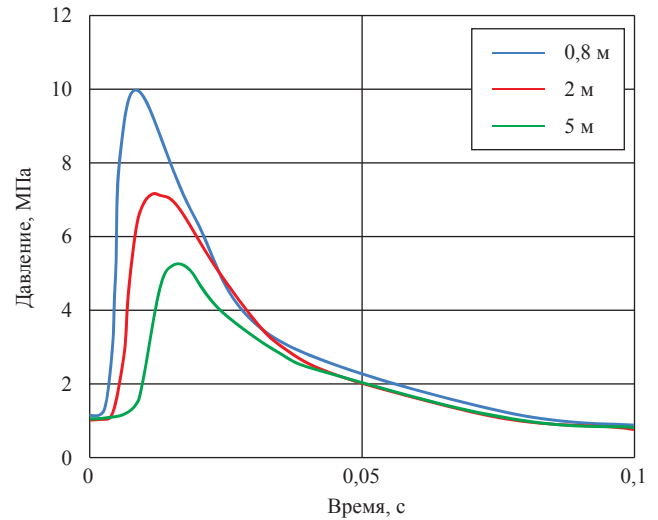


Рис. 2. Динамика давления в воде на различных расстояниях от оси при разрушении газопровода

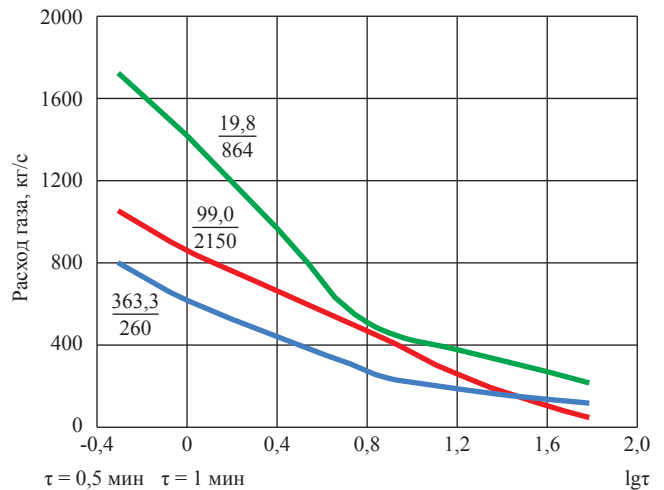


Рис. 3. Динамика аварийного истечения газа: в числителях дробей – расстояние от КС «Береговая», км; в знаменателях – глубина моря, м; τ – время, мин

выделяют 3 характерных участка: 1) *начальный*, где происходит гашение кинетической энергии газа; 2) *пузырьковый шлейф*, в котором движение газа осуществляется уже только под действием архимедовой силы; 3) *плоская радиально растекающаяся «струя»* на поверхности раздела, газ из которой выделяется в атмосферу. При этом влияние начального участка на выделение газа с поверхности зависит как от глубины моря, так и от интенсивности истечения газа.

В дальнейшем будем условно рассматривать 2 предельных варианта аварийного разрыва: при «большой» глубине и на «мелководье». Характерный пример разрыва газопровода на «большой» глубине – упомянутый ранее

переход через Черное море. Этот пример представляет для нас особый интерес, в том числе и применительно к вопросам экологической безопасности.

Следует отметить, что особенности движения «классического» вертикального газожидкостного шлейфа в приложении к различным техническим задачам (в том числе при фонтанировании подводных скважин) достаточно детально исследованы – как аналитическими и численными методами, так и экспериментально – и освещены в научной литературе. Не претендуя на полноту анализа, укажем, например, работы [12–21]. Однако эти результаты имеют либо узкую направленность, либо излишне сложны, что затрудняет их использование в практических задачах анализа риска. В этой связи в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана полуэмпирическая модель квазиодномерного газожидкостного течения [20], которая применялась в расчетах газопровода «Голубой поток» [11].

Для основного участка струи (вертикального потока) использовалась система дифференцированных уравнений, включающая:

- закон сохранения массы газа;
- закон изменения количества движения под воздействием архимедовой силы;
- закон изменения объемного расхода в струе за счет эжекции воды;
- уравнение материального баланса для растворенного в воде сероводорода (при отсутствии термодинамического разгазирования);

• экспериментально установленные профили скорости и массовой концентрации газа в струе;

• уравнение состояния газа $\rho = f(P, T, Z)$, где ρ – плотность, P – давление, T – температура, Z – коэффициент сжимаемости газа.

Сравнение результатов численной реализации указанной системы уравнений с данными экспериментов, проведенных в морском технологическом институте в г. Тронхейме (Норвегия) [11], показало удовлетворительное совпадение. С использованием представленных выше моделей истечения газа и движения газожидкостного шлейфа проведены расчеты выноса морской воды на поверхность с различных глубин при разрыве одной из ниток газопровода. Некоторые результаты приведены на рис. 4.

Здесь же кратко рассмотрим гидродинамические особенности формирования газожидкостной струи в «мелкой» воде. Задача при этом становится в общем случае трехмерной, и ее решение существенно усложняется. В этой связи определенный интерес представляют результаты модельных экспериментов. Их достаточно полное обобщение дано в [16]. Там же представлены результаты собственных экспериментальных исследований автора по «вторжению» одиночной струи газа в слой «мелкой» воды. При этом на горизонтальную струю оказывают значительное влияние силы плаучести, за счет чего траектория струи отклоняется от горизонтальной оси, и когда энер-

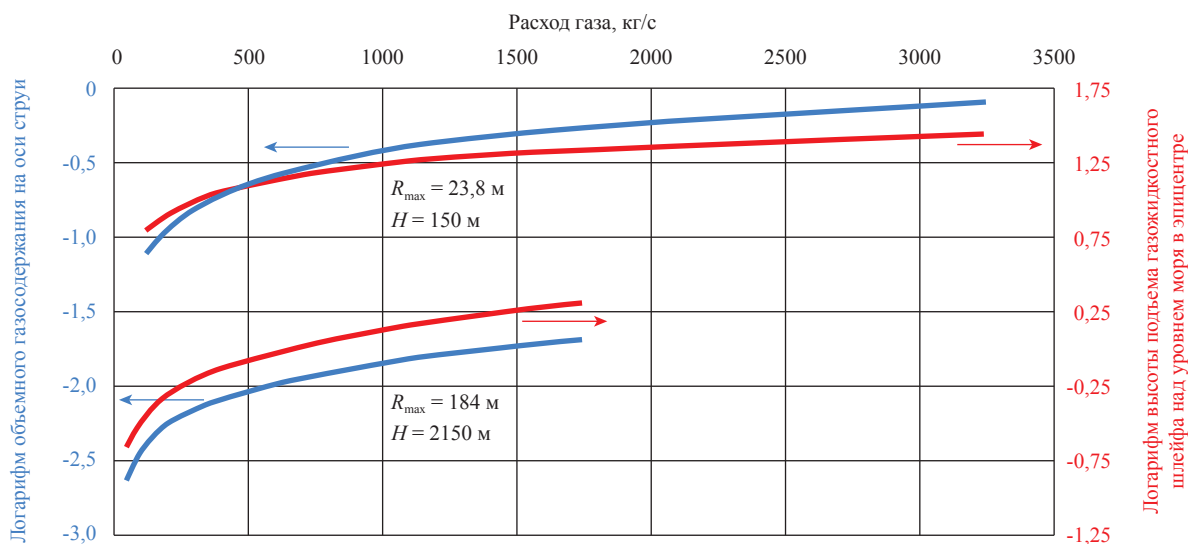


Рис. 4. Результаты моделирования подъема газожидкостного шлейфа с различных глубин моря H :

R_{\max} – радиус газожидкостного пятна на поверхности моря

гия струи становится меньше энергии подъемных сил, струя распадается на отдельные пузыри, т.е. формируется пузырьковый шлейф. Газожидкостное пятно на поверхности воды при этом имеет форму эллипса (окружности при вертикальном истечении).

Следует учитывать, что в отличие от сценария аварийного разрыва на глубине (вертикальная симметричная газожидкостная струя) в данном случае в процессе моделирования возникает целый ряд неопределенностей (возможных сценариев) при формулировании граничных условий, связанных со следующими обстоятельствами:

- место аварийного разрыва газопровода в системе «подводный добычный комплекс (платформа) – берег» и особенности отключения аварийного участка определяют формирование либо одиночной струи, либо двух встречных струй газа;
- особенности заглупления газопровода, характеристики грунтовой засыпки, протяженность разрыва отражаются на ориентации струй газа в пространстве и их гидродинамическом взаимодействии между собой и поверхностью дна.

Указанные и другие факторы влияют на особенности формирования газожидкостного пятна на поверхности воды, т.е. на начальные условия дальнейшего распространения газа в приповерхностном слое атмосферы, что будет более подробно рассмотрено далее.

Загрязнения окружающей среды

Как известно, гидрологическая структура вод Черного моря отличается чрезвычайной вертикальной неоднородностью в верхнем (~ 150 м) слое, а во всем нижележащем слое (150–2200 м) – наоборот, значительной температурно-соленостной (а следовательно, и плотностной) однородностью [22]. В верхнем слое воды сероводород отсутствует, а далее, с глубиной, его количество постепенно увеличивается и достигает на глубине 2000 м концентрации 10,3 мл/л, причем перенос сероводорода течениями из глубинных слоев Черного моря к его поверхности в естественном климатическом режиме невозможен. Таким образом, возникает задача прогноза объемов выделения на поверхности раздела сероводорода из слоев воды, увлекаемых аварийным выбросом газа.

В приложении к проблеме выделения сероводорода были проведены специальные исследова-

ния ряда задач фазовых равновесий по оригинальным моделям ООО «Газпром ВНИИГАЗ». На базе расчетов по представленным ранее моделям установлено, что концентрация сероводорода на поверхности моря при разрыве газопровода, например, на глубине 530 м (~15 км от берега) составит 2,2 мл/л, а на глубине 2150 м (~100 км) – 4,8 мл/л. Как уже отмечалось, целый ряд морских газопроводов предназначен для транспортировки пластовой продукции на берег в многофазном состоянии. При этом в потоке в состоянии неустойчивого термодинамического равновесия присутствуют углеводородные компоненты C_3-C_{5+} , которые при аварийном разрыве газопровода выделяются в виде жидкой фазы (C_{5+}) и растекаются по поверхности.

Важно подчеркнуть, что действующая нормативная база вводит единые требования к борьбе с аварийными разливами нефти и нефтепродуктов. К последним по формальному признаку относят и конденсат, что в данном контексте не вполне соответствует действительности. В качестве подтверждения этому положению далее рассмотрены некоторые результаты моделирования аварийного разрыва трубопровода с условным диаметром $D_y = 500$ мм, транспортирующего многофазную продукцию Киринского газоконденсатного месторождения от подводного манифольда ($P = 110$ бар) на берег. Содержание конденсата в газе принято 150 г/м³. На рис. 5 представлены расчеты динамики растекания и конвективно-диффузного

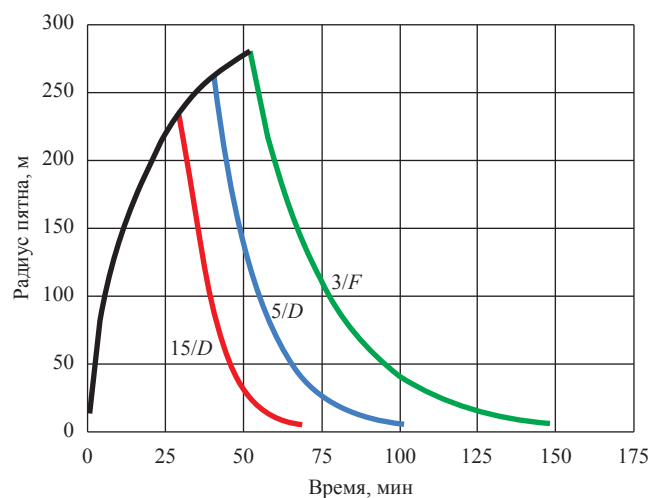


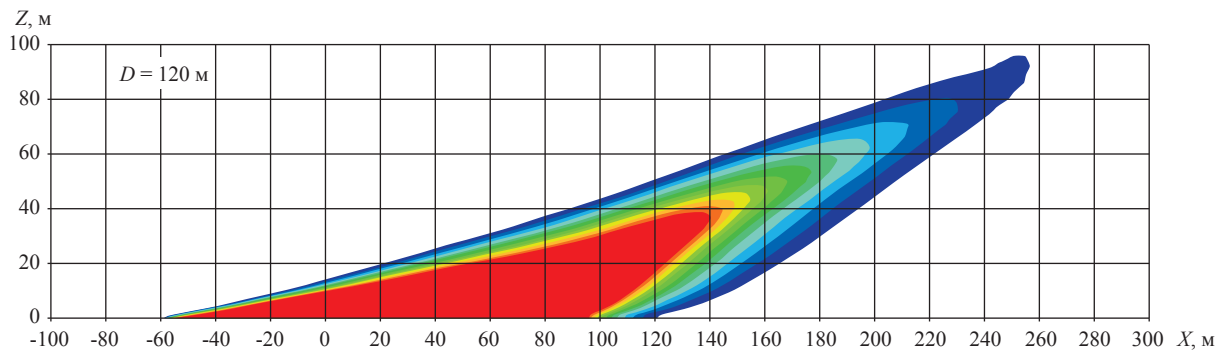
Рис. 5. Динамика растекания и испарения пленки конденсата на поверхности воды при различных скоростях ветра (3, 5, 15 м/с соответственно) и классах устойчивости атмосферы по Паскуиллу (F, D)

испарения пленки конденсата на поверхности воды с температурой $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (температура воздуха $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$) для различных скоростей ветра и классов устойчивости атмосферы, выполненные с помощью программного комплекса PHAST. Как видно, даже для неблагоприятных метеоусловий (класс F), частота возникновения которых в разрезе года для указанного региона не превышает 5 %, пленка конденсата существует лишь 2–2,5 ч, что заведомо ниже нормативного времени реагирования (4 ч) согласно Плану ликвидации аварийных разливов нефти на Киринском газоконденсатном месторождении. Указанное обстоятельство свидетельствует о необходимости внесения определенных изменений в действующую нормативно-техническую документацию.

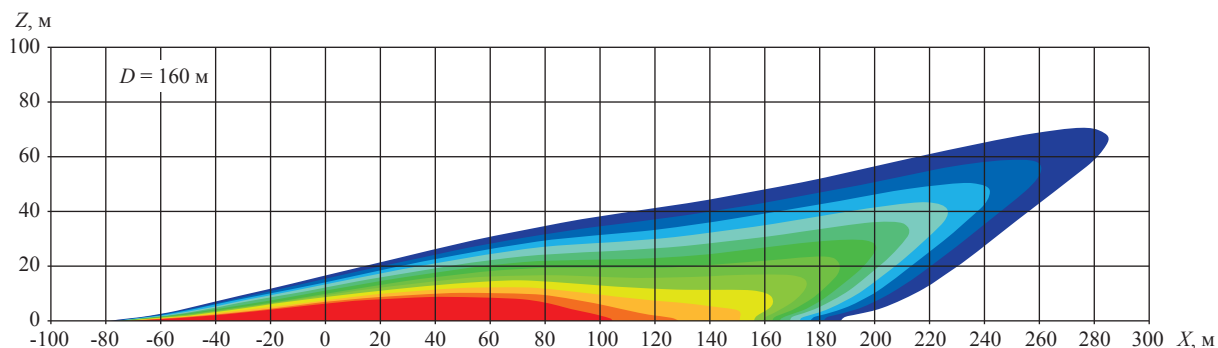
Дисперсия газа в атмосфере

Как было показано ранее, объективно неизбежное введение определенных упрощений при моделировании аварийного истечения газа и движения газожидкостной струи приводит к неопределенностям задания величин массового расхода газа и размеров газожидкост-

ного пятна на поверхности воды как граничных условий для последующего моделирования нестационарного процесса рассеивания взрывоопасного (токсичного) газа в атмосфере. На рис. 6 представлены расчеты дисперсии газа в атмосфере для акватории Черного моря при разрыве газопровода на глубине $\sim 900\text{ м}$ (20-й километр трассы). В силу выраженной нестационарности истечения газа из трубопровода и особенностей всплытия пузырьков газа на поверхности воды формируется источник выделения газа переменной мощности. Однако, учитывая, что с точки зрения анализа риска наибольший интерес представляют максимальные размеры зоны загазованности, расчеты проводились для интенсивности истечения, усредненной в течение 1-й минуты после аварийного разрыва, – 1600 кг/с, для трех возможных значений диаметра газожидкостного пятна (базового D_0 и $D_0 \pm 50\%$), класса устойчивости атмосферы D и наиболее характерной для него скорости ветра 5 м/с (температура воды $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$, воздуха $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$). Состав газа: 99,5 % метана и 0,5 % сероводорода. Расчеты проводились как по разработанной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»



а



б

Рис. 6. Моделирование распространения взрывопожароопасного облака в приповерхностном слое – сценарий разрушения газопровода «на глубине»: $D = 120\text{ мм}$ (а); $D = 160\text{ мм}$ (б); изменение цвета от красного к темно-синему соответствует изменению объемной концентрации метана от 15 до 5 %

оригинальной трехмерной модели [23, 24], так и с помощью программного комплекса PHAST.

Анализ полученных данных свидетельствует о том, что в силу весьма незначительной скорости поступления газа в атмосферу с большой поверхности воды возникает выраженное вертикальное течение более легкого, чем воздух, газа под действием сил Архимеда, вследствие чего интенсифицируются процессы турбулентного массопереноса и поток газа активно разбавляется воздухом до безопасных концентраций. Изоконцентрации сероводорода здесь не приводятся, однако их протяженность примерно в 1,5 раза больше, чем для метана. Относительно незначительный масштаб газовой опасности определяется в данном случае в основном спецификой выброса газа с большой глубины.

Рассмотрим далее другой характерный сценарий – выброс газа на мелководье. Расчеты дисперсии газа в атмосфере проведены с помощью программного комплекса PHAST при разрыве газопровода диаметром 1,02 м с номинальным давлением $P = 7,5$ МПа, проложенного на глубине 12 м (условия Обской губы). Поскольку в данном случае струя газа практически «мгновенно» проходит через слой воды, интервал осреднения массового расхода газа принят равным 30 с после начала разрыва трубы. Основная неопределенность при моделировании – площадь газожидкостного пятна на поверхности. На рис. 7 представлены расчеты максимального по размерам поля концентраций $C_{об}$ (5 % об.) для фиксированного расхода и

ряда эквивалентных диаметров D газожидкостного пятна (температура воды +5 °С, воздуха +10 °С). Отличительной особенностью данного сценария разрыва газопровода является поступление газа в атмосферу с относительно высокой скоростью, что делает доминирующим эжекционный механизм захвата воздуха в струю, провоцируя ее быстрое разбавление до безопасных концентраций, причем на значительной высоте, а не в приповерхностном слое атмосферы. Таким образом, газовая опасность в данном случае, по существу, будет ограничена «местом» аварийного разрыва.

Разрыв газопровода подо льдом

В завершение целесообразно кратко остановиться еще на одной особенности аварий на подводных газопроводах, а именно, аварийном истечении газа при наличии сплошного ледяного покрова. Эта задача в различных приближениях решалась в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с привлечением специалистов ВНИИЭФ в приложении к переходу газопровода $D_y = 1400$ мм, $P = 7,5$ МПа через Байдарацкую губу на базе специальных экспериментов и современных расчетных методик [25]. Установлено, что при разрыве газопровода (на полное сечение) разрушение льда формирующимся подо льдом газовым пузырем происходит при всех его возможных толщинах, при этом зависимость радиуса пузыря ($R_{пуз}$), м, необходимого для разрушения льда толщиной H , м, может быть приблизительно описана как $R_{пуз} = 2,27 \cdot H^{0,7}$ (предел прочности льда принят равным 0,5 МПа [26]).

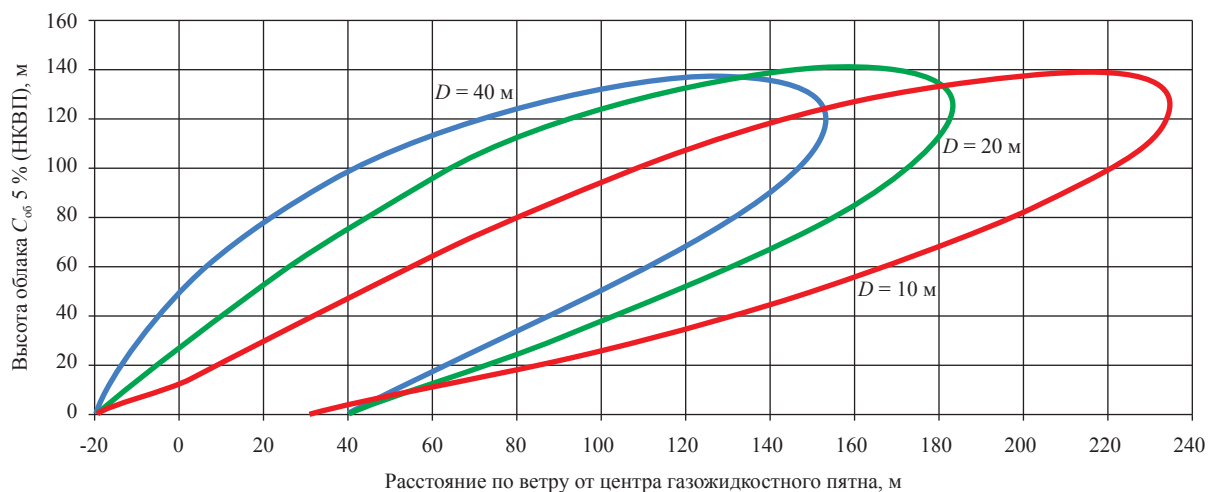


Рис. 7. Моделирование распространения взрывопожароопасного облака в приповерхностном слое – сценарий разрушения газопровода «на мелководье»:
НКВП – нижний концентрационный предел воспламенения

Методические аспекты проведения анализа риска аварий на газопроводах для различных морских объектов (судов, стационарных платформ, береговых объектов) освещены в специальной литературе и здесь не рассматриваются.

Таким образом, проведен анализ методических особенностей моделирования различных фаз развития аварий на подводных газопроводах. Установлено, что разрушение газопровода в отличие от взрывов конденсированных взрывчатых веществ не сопровождается возникновением ударных эффектов в воде и не представляет значимой опасности для других газопроводов и инженерных сооружений.

Выявлено, что при всплытии газа с «большой» глубины его поступление в атмосферу происходит с малой скоростью. За счет разницы плотностей возникают интенсивные конвективные течения, способствующие активному разбавлению газа воздухом до безопасных концентраций уже на небольших расстояниях от газожидкостного пятна. Наоборот, при истечении с малых глубин возникает струйное течение с эжекционным механизмом захвата воздуха. Протяженность пожароопасной зоны при этом также незначительна. При аварийном разрыве газопровода большого диаметра ($P \geq 7,5$ МПа, $D \geq 1,0$ м) подо льдом произойдет разрушение ледяного покрова (толщина льда $\sim 1-1,5$ м), и газ выйдет в атмосферу.

Список литературы

1. Лисанов М.В. Аварийность на морских нефтегазовых объектах / М.В. Лисанов, С.И. Сумской, А.В. Савина, Е.А. Самусева // Oil&Gas Journal Russia. – 2010. – № 5 (39). – С. 20–25.
2. Муйземнек А.Ю. Математическое моделирование процессов удара и взрыва в программе LS-DYNA / А.Ю. Муйземнек, А.А. Богач. – Пенза, 2006.
3. Дубинский С.А. Программный комплекс ANSYS/LS-DYNA 8.0 / С.А. Дубинский // – САПР и графика. – 2004. – № 3. – С. 34–38.
4. Сафонов В.С. Моделирование развития аварийных процессов при разрыве подземного магистрального газопровода / В.С. Сафонов, Г.В. Белов, С.В. Ганага // ANSYS solutions (русс. ред.). – М., 2008. – № 2.
5. Сафонов В.С. Моделирование физических эффектов при аварийных разрывах подводных газопроводов / В.С. Сафонов, С.В. Ганага // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 212–219.
6. Ганага С.В. Моделирование аварийного разрыва газопровода на подводном переходе / С.В. Ганага, С.А. Ковалев // Применение методов математического моделирования и информатики для решения задач газовой отрасли: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 148–155. – (Вести газовой науки).
7. Maxey W.A. Fracture arrest behavior of underwater pipe lines / W.A. Maxey // Journal Pipe Line Industry. – 1987. – October. – P. 32.
8. Едигаров А.С. Математическое моделирование аварийного истечения и рассеивания природного газа при разрыве газопровода / А.С. Едигаров, В.А. Сулейманов // Математическое моделирование. – 1995. – Т. 7. – № 4. – С. 37–52.
9. Зубов В.И. Нестационарные газодинамические процессы в газопроводе на подводном переходе через Черное море / В.И. Зубов, В.Н. Котеров, А.В. Шипилин // Математическое моделирование. – 2001. – Т. 13. – № 4. – С. 58–70.
10. Максимов В.М. Гидродинамическое исследование подводных газовых выбросов: теория и эксперимент / В.М. Максимов, Е.Ф. Лимар, В.И. Исаев // Труды международной конференции по газовым технологиям (5–8 ноября 2002 г.). – Амстердам (Нидерланды), 2002.
11. Сафонов В.С. Обоснование показателей безопасности и анализ риска при эксплуатации подводного перехода газопровода «Россия – Турция» через Черное море / В.С. Сафонов, Г.Э. Одишария, Е.В. Шеберстов, А.С. Едигаров, В.А. Сулейманов // Проблемы разработки, внедрения и функционирования систем управления промышленной безопасностью в организациях, эксплуатирующих опасные производственные объекты. – М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2003. – С. 124–142.
12. Азбель Д.С. К вопросу о режиме открытых газовых факелов при барботаже / Д.С. Азбель // Теоретические основы химической технологии. – 1971. – Т. 5. – № 5. – С. 708–714.

13. Бытев Д.О. Распад затопленной газовой струи на пузыри в заданном внешнем потоке жидкости / Д.О. Бытев, С.Ю. Макаров, В.Б. Световой // Изв. вузов. Химия и химическая технология. – 1986. – Т. 29. – С. 101–104.
14. Гебхарт Б. Свободноконвективные течения, тепло- и массообмен: в 2-х кн. Кн. 2 / Б. Гебхарт, Й. Джалурия, Р.Л. Махаджан, Б. Саммакия. – М.: Мир, 1991. – 528 с.
15. Глишков М.А. Динамика газовой струи в жидкости / М.А. Глишков, Г.С. Сборщиков, И.Н. Неведомская // Изв. вузов. Черная металлургия. – 1974: Сообщение 1. – № 1. – С. 158–160; Сообщение 2. – № 3. – С. 166–169.
16. Иванников А.В. Экспериментальные исследования истечения газожидкостной струи через слой жидкости: дис. ... канд. тех. наук / А.В. Иванников. – М.: РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2007. – 141 с.
17. Исаев В.И. Экспериментальное моделирование аварийного фонтанирования газовой скважины через слой жидкости / В.И. Исаев, В.Г. Иванников, А.В. Иванников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2005. – № 10. – С. 35–39.
18. Исаев В.И. Исследование процессов истечения и рассеяния газовой смеси в водной среде при разрывах подводных переходов газо- и конденсаторов / В.И. Исаев, В.М. Максимов, А.И. Митюшин, Е.Ф. Лимар, П.А. Петров // Тр. Всероссийской научной конференции «Фундаментальные проблемы нефти и газа» (22–25 января 1996 г.). – М., 1996. – Т. 5. – С. 303–320.
19. Сборщиков Г.С. Пузырьковый и струйный режимы истечения газа через боковое затопленное отверстие / Г.С. Сборщиков, И.Н. Неведомская // Цветные металлы. – 1977. – № 4. – С. 16–19.
20. Шеберстов Е.В. Применение модели затопленной струи к оценке последствий подводных выбросов из скважин и трубопроводов / Е.В. Шеберстов // Математическое моделирование и информатика в научных исследованиях и научном проектировании газовой отрасли. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 182–191.
21. Эльперин И.Т. Процессы переноса во встречных струях (газовзвесь) / И.Т. Эльперин, В.Л. Мельцер, Л.Л. Павловский, Ю.П. Енякин. – Минск: Наука и техника, 1972. – 216 с.
22. Еремеев В.И. О соответствии положения верхней границы сероводородной зоны определенной изоклинической поверхности в Черном море по многолетним данным / В.И. Еремеев, А.М. Суворов, А.Х. Халиулин, Е.А. Годин // Океанология. – 1996. – Т. 36. – № 2. – С. 235–240.
23. Едигаров А.С. Моделирование распространения токсичных или горючих веществ в атмосфере при промышленных выбросах на объектах добычи и транспорта газа / А.С. Едигаров // Известия АН России. Энергетика. – 1996. – № 3. – С. 143–155.
24. Едигаров А.С. Численный расчет турбулентного течения холодного тяжелого газа в атмосфере / А.С. Едигаров // Журнал вычисл. матем. и матем. физики. – 1991. – Т. 31. – № 9. – С. 1369–1380.
25. Баженов В.Г. Пакет прикладных программ ДИНАМИКА-2 / В.Г. Баженов, С.В. Зефиоров, А.В. Кочетков, С.В. Крылов, В.К. Ломунов // Прикладные проблемы прочности и пластичности. Алгоритмизация и автоматизация исследований: всесоюз. межвуз. сб. – Горький: Горьк. ун-т, 1987. – С. 4–13.
26. Маэно Н. Наука о льде / Н. Маэно. – М.: Мир, 1988. – 142 с.

Сведения об авторах

<i>Ампиров Юрий Петрович</i>	д.ф.-м.н., проф., заслуженный деятель науки РФ, профессор МГУ им. М.В. Ломоносова, глава Представительства компании PGS в России. Тел.: (495)937-37-67. E-mail: yury@ampilov.ru
<i>Архипов Василий Владимирович</i>	научный сотрудник Центра прикладных морских водохозяйственных исследований и изысканий ФГБУ «Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова (ГОИН)». Тел.: (495)708-39-26. E-mail: vvarkhipov@mail.ru
<i>Астафьев Дмитрий Александрович</i>	к.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории анализа и проектирования поисково-разведочных работ на шельфе Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-49-15. E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Васильев Андрей Станиславович</i>	начальник производственного отдела ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», начальник рейса экспедиции «Арктика-2014». Тел.: (911)345-63-59. E-mail: vasilev@mage.ru
<i>Вольтеррани Джанлука</i>	управляющий морскими операциями отделения Sonsub Marghera Группы компаний Saipem S.p.A. Тел.: (+39 041)965-03-79. E-mail: gianluca.volterrani@saipem.com
<i>Ганага Сергей Владимирович</i>	к.т.н., заместитель начальника Отдела обеспечения промышленной, пожарной безопасности и анализа риска ООО «Газпром добыча шельф». Тел.: (499)576-67-35. E-mail: S_Ganaga@shelf-dobycha.gazprom.ru
<i>Греков Сергей Вячеславович</i>	начальник Лаборатории подводной техники и технологии добычи нефти и газа Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: SGrekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Джоло Рикардо</i>	тендерный управляющий отделения Sonsub Marghera Группы компаний Saipem S.p.A. Тел.: (+39 041)965-03-11. E-mail: Riccardo.giolo@saipem.com
<i>Дианский Николай Ардальянович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории физики океана ФГБУ «Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова (ГОИН)». Тел.: (496)246-81-20. E-mail: nikolay.diansky@gmail.com
<i>Журавель Валентин Иванович</i>	к.т.н., руководитель проектов ЗАО «Научно-методический центр «Информатика риска». Тел.: (499)235-65-85. E-mail: v.jouravel@mai.com
<i>Журавель Иван Валентинович</i>	генеральный директор ЗАО «Научно-технический центр «Морнефтегаз». Тел.: (499)235-65-85. E-mail: 1080736@mail.ru
<i>Захаров Евгений Владимирович</i>	д.г.-м.н., проф., главный научный сотрудник Лаборатории геологического моделирования на шельфе ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: E_Zakharov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Зюзина Ирина Алексеевна</i>	старший научный сотрудник Лаборатории экономики освоения морских месторождений Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: I_Zyuzina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ибрагимов Искендер Энверович</i>	к.т.н., заместитель заведующего Отделением техники и технологии освоения морских месторождений углеводородов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: I_Ibragimov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Иванов Геннадий Иванович</i>	д.г.-м.н., помощник генерального директора по науке ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция». Тел.: (812)331-38-13. E-mail: ivanov.gi@mage.ru; ivanov_gena@mail.ru
<i>Игнатова Вера Анатольевна</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Сектора перспектив нефтегазоносности нефтегазоносных провинций Восточной Сибири и Дальнего Востока и обоснования направлений геологоразведочных работ ФГУП «ВНИГНИ». Тел.: (495)673-05-52. E-mail: ignatova@vnigni.ru
<i>Кабалин Максим Юрьевич</i>	к.г.-м.н., научный сотрудник Лаборатории анализа и проектирования поисково-разведочных работ на шельфе Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-49-15. E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кабатченко Илья Михайлович</i>	д.г.н., заведующий Лабораторией ветрового волнения ФГБУ «Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова (ГОИИ)». Тел.: (499)246-81-20. E-mail: wavelab1@yandex.ru
<i>Каваллини Франческо</i>	коммерческий управляющий отделения Sonsub Marghera Группы компаний Saipem S.p.A. Тел.: (+39 041)965-03-40. E-mail: Francesco.Cavallini@saipem.com
<i>Казанин Алексей Геннадьевич</i>	к.т.н., директор Московского филиала, заместитель генерального директора ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция». Тел.: (495)665-55-66. E-mail: info@mf-mage.ru
<i>Казанин Геннадий Семёнович</i>	д.т.н., действительный член РАН, генеральный директор ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция». Тел.: (815)245-07-09. E-mail: info.spb@mage.ru
<i>Калита Марина Антоновна</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории анализа и проектирования поисково-разведочных работ на шельфе Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: M_Kalita@vniigaz.gazprom.ru
<i>Козлов Николай Евгеньевич</i>	д.г.-м.н., проф., заведующий Лабораторией геологии и геодинамики Арктики ФГБУН «Геологический институт Кольского НЦ РАН»; директор Апатитского филиала Мурманского государственного технического университета. Тел.: (815)557-92-51. E-mail: kozlovne@afmgtu.apatity.ru
<i>Корниенко Ольга Александровна</i>	начальник Лаборатории обустройства морских месторождений Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: O_Kornienko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Корчагин Олег Анатольевич</i>	к.г.-м.н., начальник Управления ОАО «Росгеология» по администрированию геологоразведочных проектов на углеводородное сырье, председатель секции «Углеводородное сырье» Научно-технического совета ОАО «Росгеология». Тел.: (495)988-58-07. E-mail: oakorchagin@rusgeology.ru
<i>Леончик Михаил Иванович</i>	к.г.-м.н., исполнительный директор ОАО «Союзморгео». Тел.: (86141)541-94. E-mail: smg@soyuzmorgeo.ru
<i>Лобковский Леопольд Исаевич</i>	чл.-корр. РАН, замдиректора ФГБУН «Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН». Тел.: (499)124-59-90. E-mail: llobkovsky@ocean.ru
<i>Лужкова Ксения Владимировна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории гидротехнических сооружений Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: K_Luzhkova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Макаров Евгений Станиславович</i>	заместитель генерального директора, главный инженер ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция». Тел.: (911)313-07-03. E-mail: makarov@mage.ru
<i>Маня Алессандро</i>	координатор проекта отделения Sonsub Marghera Группы компаний Saipem S.p.A. Тел.: (+39 041)965-03-66. E-mail: alessandro.mania@saipem.com
<i>Мансуров Марат Набиевич</i>	д.т.н., проф., заведующий Отделением геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-47-02. E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Маричев Андрей Владимирович</i>	начальник Лаборатории экспертизы и нормативного обеспечения морских проектов Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-46-45. E-mail: A_Marichev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Марченко Алексей Валерьевич</i>	д.ф.-м.н., проф., руководитель факультета Университетского центра на Шпицбергене (ЮНИС). Тел.: (+47 790)233-65. E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no
<i>Мельников Андрей Владимирович</i>	к.т.н., начальник отдела координации НИОКР ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов Транснефть». Тел.: (495)950-82-95. E-mail: MelnikovAV@niitnn.transneft.ru
<i>Миронюк Сергей Григорьевич</i>	к.г.-м.н., начальник сектора опасных геологических процессов Геологического отдела Управления инженерных изысканий ООО «Газпром Инжиниринг». Тел.: (495)657-88-24. E-mail: mironyuk.sg@gaz-eng.ru
<i>Мокшаев Тимур Александрович</i>	ведущий инженер Отдела разработки месторождений FMC Kongsberg Subsea AS. Тел.: (+47 32)28-67-00. E-mail: Timur.Mokshaev@fmcti.com

<i>Наумова Любовь Александровна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории анализа и проектирования поисково-разведочных работ на шельфе Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: L_Naumova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Никитин Михаил Александрович</i>	младший научный сотрудник ФГБУ «Гидрометеорологический научно-исследовательский центр Российской Федерации». Тел.: (499)795-23-59. E-mail: Arhin@yandex.ru
<i>Никитин Павел Борисович</i>	д.э.н., проф., заместитель заведующего Отделением геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: P_Nikitin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Никитин Павел Павлович</i>	к.ф.-м.н., начальник Лаборатории экономики освоения морских месторождений Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: PPNikitin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Онищенко Дмитрий Арсеньевич</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, начальник Лаборатории гидротехнических сооружений Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-47-74. E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ривин Гдальи Симонович</i>	д.ф.-м.н., проф., заведующий лабораторией ФГБУ «Гидрометеорологический научно-исследовательский центр Российской Федерации». Тел.: (499)255-13-09. E-mail: gdaly.rivin@mail.ru
<i>Розинкина Инна Адольфовна</i>	к.ф.-м.н., заведующий лабораторией ФГБУ «Гидрометеорологический научно-исследовательский центр Российской Федерации». Тел.: (499)795-23-59. E-mail: inna.rozinkina@mail.ru
<i>Сайфуллина Лилия Аманатовна</i>	ведущий инженер Лаборатории подводной техники и технологии добычи нефти и газа Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: L_Saifullina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сафонов Владимир Сергеевич</i>	д.т.н., проф., чл.-корр. РАЕН, советник Генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-90-13. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сенин Борис Васильевич</i>	д.г.-м.н., чл.-корр. РАЕН, генеральный директор ОАО «Союзморгео». Тел.: (86141)541-94. E-mail: smg@soyuzmorgeo.ru
<i>Сорохтин Николай Олегович</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории сейсмологии и геодинамики ФГБУН «Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН». Тел.: (499)124-65-63. E-mail: nsorokhtin@mail.ru
<i>Спинелли Карло Мария</i>	специалист по технологическому планированию Отделения Gas & Power компании Eni S.p.A. Тел.: (+39 02)520-516-45. E-mail: carlo.maria.spinelli@eni.it.

<i>Стречень Екатерина Валерьевна</i>	научный сотрудник Лаборатории экономики освоения морских месторождений Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: E_Strechen@vniigaz.gazprom.ru
<i>Толстиков Алексей Владимирович</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории анализа и проектирования поисково-разведочных работ на шельфе Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-49-15. E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Трудов Сергей Александрович</i>	заместитель начальника Лаборатории морских нефтегазопромысловых сооружений Отделения техники и технологии освоения морских месторождений углеводородов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: S_Trudov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Фаббри Серджио</i>	управляющий проектами Sonsub Marghera Группы компаний Saipem S.p.A. Тел.: (+39 041)965-03-11. E-mail: sergio.fabbri@saipem.com.
<i>Фомин Владимир Васильевич</i>	младший научный сотрудник Лаборатории ветрового волнения ФГБУ «Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова (ГОИН)». Тел.: (926)820-66-65. E-mail: lihar_89@mail.ru
<i>Харахинов Валерий Владимирович</i>	д.г.-м.н., проф., акад. РАЕН, эксперт России по недропользованию, начальник Департамента геологии ООО «Славнефть НПЦ». Тел.: (492)232-35-97. E-mail: tvergw@slavneft.ru
<i>Хортон Алексей Владимирович</i>	д.г.-м.н., главный геолог ОАО «Союзморгео». Тел.: (86141)541-94. E-mail: akhortov@mail.ru
<i>Цвезинский Александр Станиславович</i>	замдиректора, заведующий Центром прикладных морских водохозяйственных исследований и изысканий ФГБУ «Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова (ГОИН)». Тел.: (495)708-39-26. E-mail: shiptsv@yandex.ru
<i>Чумаков Михаил Михайлович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории гидротехнических сооружений Отделения геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-43. E-mail: M_Chumakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шейн Всеволод Алексеевич</i>	к.г.-м.н., замначальника Лаборатории анализа и проектирования поисково-разведочных работ на шельфе Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-49-15. E-mail: V_Shein@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шлезингер Александр Ефимович</i>	д.г.-м.н., проф., главный научный сотрудник Геологического института РАН. Тел.: (495)953-54-80. E-mail: rima@ginras.ru

Information about the authors

<i>Ampilov Yuriy Petrovich</i>	doctor of physics and mathematics, prof., honoured science worker of Russia, professor of Moscow University, head of Russian PGS representative office. Tel.: (495)937-37-67. E-mail: yury@ampilov.ru
<i>Arkipov Vasilii Vladimirovich</i>	research associate in the Marine applied hydroeconomic research and exploration center of the Federal state budgetary institution «N.N. Zubov State Oceanographic Institute (GOIN)». Tel.: (495)708-39-26. E-mail: vvarkhipov@mail.ru
<i>Astafyev Dmitriy Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate in the Offshore prospecting analysis and design laboratory of the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-49-15. E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Cavallini Francesco</i>	commercial manager, Sonsub Marghera, Saipem S.p.A. Tel.: (+39 041)965-03-40. E-mail: Francesco.Cavallini@saipem.com
<i>Chumakov Mikhail Mikhailovich</i>	candidate of physics and mathematics, lead research associate in the Hydraulic structures laboratory of the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: M_Chumakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dianskiy Nikolay Ardalyanovich</i>	lead research associate in the Ocean physics laboratory of the Federal state budgetary institution «N.N. Zubov State Oceanographic Institute (GOIN)». Tel.: (496)246-81-20. E-mail: nikolay.diansky@gmail.com
<i>Fabbri Sergio</i>	project manager, Sonsub Marghera, Saipem S.p.A. Tel.: (+39 041)965-03-11. E-mail: sergio.fabbri@saipem.com
<i>Fomin Vladimir Vasilyevich</i>	junior research associate in the Wind waves laboratory of the Federal state budgetary institution «N.N. Zubov State Oceanographic Institute (GOIN)». Tel.: (926)820-66-65. E-mail: lihar_89@mail.ru
<i>Ganaga Sergey Vladimirovich</i>	candidate of engineering, deputy chief of the Gazprom Dobycha Shelf LLC Industrial safety and risk analysis division. Tel.: (499)576-67-35. E-mail: S_Ganaga@shelf-dobycha.gazprom.ru
<i>Giolo Riccardo</i>	tendering manager, Sonsub Marghera, Saipem S.p.A. Tel.: (+39 041)965-03-11. E-mail: Riccardo.giolo@saipem.com
<i>Grekov Sergey Vyacheslavovich</i>	chief of the Submarine oil-and-gas recovery equipment and technologies laboratory in the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division of Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: SGrekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ibragimov Iskender Enverovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Equipment and technologies for hydrocarbons offshore fields development division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: I_Ibragimov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ignatova Vera Anatolyevna</i>	candidate of geology and mineralogy, lead research associate in the Sector for prospecting the oil-and-gas bearing capacity of oil-and-gas provinces in the Eastern Siberia and at the Far East and grounding of geological explorations within the VNIGNI Federal State Unitary Enterprise. Tel.: (495)673-05-52. E-mail: ignatova@vnigni.ru
<i>Ivanov Gennadiy Ivanovich</i>	doctor of geology and mineralogy, assistant of General director for science of the Marine Arctic Geological Expedition JSC. Tel.: (812)331-38-13. E-mail: ivanov.gi@mage.ru
<i>Kabalin Maksim Yuryevich</i>	candidate of geology and mineralogy, research associate in the Offshore prospecting analysis and design laboratory of the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-49-15. E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kabatchenko Ilya Mikhaylovich</i>	doctor of geology, head of the Wind waves laboratory within the Federal state budgetary institution «N.N. Zubov State Oceanographic Institute (GOIN)». Tel.: (499)246-81-20. E-mail: wavelab1@yandex.ru
<i>Kalita Marina Antonovna</i>	candidate of physics and mathematics, lead research associate of the Offshore prospecting analysis and design laboratory in the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: M_Kalita@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kazanin Aleksey Gennadyevich</i>	candidate of engineering, director of Moscow subsidiary, deputy general director of the Marine Arctic Geological Expedition JSC. Tel.: (495)665-55-66. E-mail: info@mf-mage.ru
<i>Kazanin Gennadiy Semyonovich</i>	doctor of engineering, full member of Russian academy of sciences (RAS), general director of the Marine Arctic Geological Expedition JSC. Tel.: (815)245-07-09. E-mail: info.spb@mage.ru
<i>Kharakhinov Valeriy Vladimirovich</i>	doctor of geology and mineralogy, prof., academician of Russian academy of natural sciences (RANS), Russian expert on subsoil use, chief of the Geology department in the Slavneft' Scientific and Industrial Center JSC. Tel.: (492)232-35-97. E-mail: tvergw@slavneft.ru
<i>Khortov Aleksey Vladimirovich</i>	doctor of geology and mineralogy, chief geologist of the Soyuzmorgeo JSC. Tel.: (86141)541-94. E-mail: akhortov@mail.ru
<i>Korchagin Oleg Anatolyevich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Rosgeologiya JSC Division for administrating the geological surveys of hydrocarbons, chairman of the «Raw hydrocarbons» section of the Rosgeologiya JSC Scientific and technical council. Tel.: (495)988-58-07. E-mail: oakorchagin@rusgeology.ru
<i>Korniyenko Olga Aleksandrovna</i>	chief of the Offshore fields provision laboratory in the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: O_Korniyenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kozlov Nikolay Evgenyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, prof., chief of the Arctic geology and geodynamics laboratory in the Geological Institute of Kola Science Centre of Russian Academy of Sciences, director of the Apatity subsidiary of Murmansk state technical university. Tel.: (815)557-92-51. E-mail: kozlovne@afmgtu.apatity.ru

<i>Leonchik Mikhail Ivanovich</i>	candidate of geology and mineralogy, executive director of the Soyuzmorgeo JSC. Tel.: (86141)541–94. E-mail: smg@soyuzmorgeo.ru
<i>Lobkovskiy Leopold Isayevich</i>	corresponding member of Russian academy of sciences (RAS), deputy director of the P.P. Shirshov Institute of Oceanology, RAS. Tel.: (499)124–59–90. E-mail: llobkovsky@ocean.ru
<i>Luzhkova Kseniya Vladimirovna</i>	junior research associate in the Hydraulic structures laboratory of the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657–43–43. E-mail: K_Luzhkova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Makarov Yevheniy Stanislavovich</i>	deputy general director, chief engineer of the Marine Arctic Geological Expedition JSC. Tel.: (911)313–07–03. E-mail: makarov@mage.ru
<i>Mania Alessandro</i>	project manager, Sonsub Marghera, Saipem S.p.A. Tel.: (+39 041)965–03–66. E-mail: alessandro.mania@saipem.com
<i>Mansurov Marat Nabiyevich</i>	doctor of engineering, prof., head of the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657–47–02. E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Marchenko Aleksey Valeryevich</i>	doctor of physics and mathematics, prof., head of department in the University centre in Svalbard (UNIS), Norway. Tel.: (+47 790)233–65. E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no
<i>Marichev Andrey Vladimirovich</i>	chief of the Laboratory for expertise and normative support of offshore projects in the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657–46–45. E-mail: A_Marichev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melnikov Andrey Vladimirovich</i>	candidate of engineering, head of the Research and development coordination division of the Scientific and Research Institute for Oil and Oil Products Transportation Transneft' LLC. Tel.: (495)950–82–95. E-mail: MelnikovAV@niitnn.transneft.ru
<i>Mironnyuk Sergey Grigoryevich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Hazardous geological processes sector of Geological division in the Gazprom Engineering LLC Engineering survey department. Tel.: (495)657–88–24. E-mail: mironyuk.sg@gaz-eng.ru
<i>Mokshayev Timur Aleksandrovich</i>	senior field development engineer in the FMC Kongsberg Subsea AS. Tel.: (+47 32)28–67–00. E-mail: Timur.Mokshaev@fmcti.com
<i>Naumova Lyubov' Aleksandrovna</i>	junior research associate in the Offshore prospecting analysis and design laboratory of Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657–43–43. E-mail: L_Naumova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nikitin Mikhail Aleksandrovich</i>	junior research associate in the Hydrometeorological research centre of Russian Federation (Hydrometcentre of Russia). Tel.: (499)795–23–59. E-mail: Arhin@yandex.ru

<i>Nikitin Pavel Borisovich</i>	doctor of economics, prof., deputy head of the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: P_Nikitin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nikitin Pavel Pavlovich</i>	candidate of physics and mathematics, chief of the Offshore fields development economics laboratory in the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: PPNikitin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Onishchenko Dmitriy Arsenyevich</i>	candidate of physics and mathematics, senior research associate, head of the Hydraulic structures laboratory in the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-47-74. E-mail: D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rivin Gdaliy Simonovich</i>	doctor of physics and mathematics, prof., chief of laboratory in the Hydrometeorological research centre of Russian Federation (Hydrometcentre of Russia). Tel.: (499)255-13-09. E-mail: gdaly.rivin@mail.ru
<i>Rosinkina Inna Adol'fovna</i>	candidate of physics and mathematics, chief of laboratory in the Hydrometeorological research centre of Russian Federation (Hydrometcentre of Russia). Tel.: (499)795-23-59. E-mail: inna.rozinkina@mail.ru
<i>Safonov Vladimir Sergeyeovich</i>	doctor of engineering, prof., corresponding member of Russian academy of natural sciences (RANS), adviser of Gazprom VNIIGAZ LLC General director. Tel.: (498)657-9013. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sayfullina Liliya Amanatovna</i>	lead engineer of the Submarine oil-and-gas recovery equipment and technologies laboratory in the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: L_Saifullina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Senin Boris Vasilyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, corresponding member of Russian academy of natural sciences (RANS), Soyuzmorgeo JSC General director. Tel.: (86141)541-94. E-mail: smg@soyuzmorgeo.ru
<i>Shein Vsevolod Alekseyevich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy chief of the Offshore prospecting analysis and design laboratory within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-49-15. E-mail: V_Shein@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shlesinger Aleksandr Yefimovich</i>	doctor of geology and mineralogy, prof., senior research associate in the Geological Institute of RAS. Tel.: (495)953-54-80. E-mail: rima@ginras.ru
<i>Sorokhtin Nikolay Olegovich</i>	doctor of geology and mineralogy, senior research associate in the Laboratory of seismology and geodynamics of the P.P. Shirshov Institute of Oceanology, RAS. Tel.: (499)124-65-63. E-mail: nsorokhtin@mail.ru
<i>Spinelli Carlo Maria</i>	technology planner, Eni S.p.A. Gas & Power Division. Tel.: (+39 02)520-516-45. E-mail: carlo.maria.spinelli@eni.it

<i>Strechen' Yekaterina Valeryevna</i>	research associate of the Offshore fields development economics laboratory in the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: E_Strechen@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tolstikov Aleksy Vladimirovich</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Offshore prospecting analysis and design laboratory within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-49-15. E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Trudov Sergey Aleksandrovich</i>	deputy chief of the Offshore oil and gas field constructions laboratory in the Equipment and technologies for hydrocarbons offshore fields development division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: S_Trudov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tsvetsinskiy Aleksandr Stanislavovich</i>	deputy director, head of the Marine applied hydroeconomic research and exploration center within the Federal state budgetary institution «N.N. Zubov State Oceanographic Institute (GOIN)». Tel.: (495)708-39-26. E-mail: shiptsv@yandex.ru
<i>Vasilyev Andrey Stanislavovich</i>	head of the Operational department of the Marine Arctic Geological Expedition JSC, voyage commander of the Arctic-2014 expedition. Tel.: (911)345-63-59. E-mail: vasilyev@mage.ru
<i>Volterrani Gianluca</i>	offshore operations manager, Sonsub Marghera, Saipem S.p.A. Tel.: (+39 041)965-03-79. E-mail: gianluca.volterrani@saipem.com
<i>Zakharov Yevgeniy Vladimirovich</i>	doctor of geology and mineralogy, prof., lead research associate of the Gazprom VNIIGAZ LLC Laboratory for geological modelling at the continental shelf. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: E_Zakharov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zhuravel' Ivan Valentinovich</i>	general director of the «Morneftegaz scientific and technical center» JSC. Tel.: (499)235-65-85. E-mail: 1080736@mail.ru
<i>Zhuravel' Valentin Ivanovich</i>	candidate of engineering, projects executive in the «Scientific and methodical center for risk informatics» JSC. Tel.: (499)235-65-85. E-mail: v.jouravel@gmail.com
<i>Zyuzina Irina Alekseevna</i>	senior research associate of the Offshore fields development economics laboratory in the Offshore oil-and-gas fields geology, development and exploiting division within the Gazprom VNIIGAZ LLC Corporate scientific and technical center for marine oil-and-gas resources development. Tel.: (498)657-43-43. E-mail: I_Zyuzina@vniigaz.gazprom.ru

Аннотированный перечень статей

Ампилов Ю.П. Проблемы и перспективы разведки и освоения российского шельфа в условиях санкций и падения цен на нефть / Ю.П. Ампилов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 5–14.

В 2012–2014 гг. наблюдался беспрецедентный рост объемов геологоразведочных работ на российском шельфе, в особенности 2D- и 3D-сейсмо-разведки. Основной причиной этого стала необходимость выполнения лицензионных обязательств «Роснефть» и «Газпромом», которым достались все самые привлекательные участки в Арктике, на Дальнем Востоке и в Черном море. Однако последовавшее введение санкций США и Евросоюза на морские технологии разведки и освоения, а также резкое падение мировых цен на нефть заставляют по-новому расценивать данную проблему.

В статье анализируется весь комплекс взаимосвязанных перспектив российского шельфа – геологических, технологических, экономических. И если по наличию углеводородного сырья на шельфе вопросов не возникает, то по технологиям и финансово-экономическому блоку их чрезвычайно много. И в данной ситуации именно они выходят на первый план. Во-первых, выяснилось, что в России практически отсутствуют собственные современные технические средства морской сейсморазведки и поисково-разведочного бурения. А те, что есть в наличии почти полностью используют зарубежные комплектующие, попавшие в санкционный список. Во-вторых, себестоимость разведки и добычи на шельфе крайне высока, и вновь открытые месторождения вряд ли будут рентабельны при цене на нефть ниже 80–100 долл. США за баррель. Лишь те месторождения, на которых уже понесены основные капитальные затраты и начата добыча, могут себя поддерживать в безубыточном состоянии при текущей цене в 60–65 долл. США за баррель. В-третьих, открытие в последние годы в мире большого количества новых запасов нефти и газа провоцирует длительную тенденцию профицита углеводородного сырья на мировом рынке. Поэтому найти нишу для реализации нефти и газа высокочрезвычайно затратных российских шельфовых проектов в будущем станет весьма непросто.

Все эти вызовы необходимо учесть при формировании новой стратегии освоения российского шельфа, разработка которой требует безотлагательных управленческих решений на государственном уровне, поскольку предыдущая программа не отражает современных реалий.

Мансуров М.Н. О перспективах газонефте-носности на шельфе морей Восточной Арктики / М.Н. Мансуров, Е.В. Захаров // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 15–20.

В связи с крайней актуальностью Восточной газовой программы, направленной на создание основы энергетического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока на суше и на море, а также весьма слабой геолого-геофизической изученностью шельфов моря Лаптевых и Восточно-Сибирского и Чукотского морей обосновывается необходимость бурения параметрических скважин (в ограниченном объеме) на полуостровах и островах в указанных акваториях, что позволит привязать сейсмические данные к разрезам скважин и определиться с направлениями последующих поисково-разведочных работ.

По завершении параметрического бурения и обработки его результатов появится возможность спланировать и реализовать дополнительные 2D- и 3D-сейсмические работы на шельфе восточно-арктических морей, в которых прогнозируется выявление основной части геологических ресурсов свободного газа и нефти в мезозойских и палеозойских отложениях.

Несмотря на то что высокая эффективность таких скважин доказана при региональном изучении геологического строения и нефтегазоносности недр в Баренцевом и Карском морях, в настоящее время бурение параметрических скважин не финансируется государством. Предлагается возобновить параметрическое бурение по программе государственно-частного партнерства, с тем чтобы Минприроды и Роснедра финансировали его в размере 10–15 %, а остальные 85–90 % инвестиций взяли на себя «Роснефть», «Газпром» и зарубежные компании – соисполнители работ. Отмечается, что при разработке программных документов, связанных с освоением минерально-сырьевых ресурсов Восточно-Арктической зоны РФ, в первую очередь углеводородного сырья, инвестиционные проекты необходимо рассматривать в совокупности с развитием обеспечивающей транспортной инфраструктуры.

Харахинов В.В. Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфах Сахалина и Западной Камчатки / В.В. Харахинов, Д.А. Астафьев, М.А. Калита, О.А. Корчагин, В.А. Игнатова, Л.А. Наумова // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторожде-

ний российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 20–35.

На шельфе Сахалина в связи с потребностью в увеличении добычи газа для заводов сжиженного природного газа назрела необходимость интенсифицировать поисково-разведочные работы (ПРР) и увеличить количество лицензионных участков (ЛУ) для поиска новых газовых и газоконденсатных месторождений. В этой связи параллельно с продолжением ПРР на структурах-сателлитах Южно-Кириинского месторождения с газоконденсатнефтяной залежью и Кириинского газоконденсатного месторождения, а также на Восточно-Одоптинском и Айяшском ЛУ реальным представляется выход в пределы ЛУ «Сахалин-6» и «Сахалин-7». По дополнительно выполненным оценкам именно в южных районах шельфа Сахалина должны преобладать газовые и газоконденсатные месторождения. В пределах ЛУ «Сахалин-6» наиболее изучена и доступна для дальнейшей детализации и локального прогноза газонефтеносности структура Керосинная. Эта единая структурная зона вероятного газо- и газоконденсатонакопления на меридиане Южно-Кириинского и Мынгинского месторождений вполне реальна в связи с простираем на юг пластов-коллекторов дагинского горизонта, перекрытого региональным флюидоупором окобыкайского горизонта. Здесь же возможно развитие пластов-коллекторов в нижней части осадочного чехла и даже породах фундамента. Кроме того, в этом ЛУ закартирована близкая к берегу структурная зона, включающая группу локальных структур, в числе которых Северо-Богатинская, Нерпичья, Верблюжья, Варваринская и др. Параллельно с проведением ПРР на структуре Керосинной необходим выход с ПРР на относительно хорошо изученную группу крупных структур, в числе которых Центрально-Пограничная и Озерная, а также на менее изученные средние по размерам и ресурсному потенциалу структуры – Хузинскую, Хойскую, Шольтинскую, Песковскую и Слоновую-Центральную. На Западно-Камчатском шельфе в качестве первоочередных объектов для продолжения ПРР обоснованы Крутогоровская и Калаваямская антиклинали с наличием клиноформной толщи эрмановского горизонта, которая является погребенным конусом выноса и, возможно, газонефтеносного гакхинско-утхолоского горизонта. Как ПРР-объект 2-й очереди обоснован ЛУ «Корякия-1».

Астафьев Д.А. Возможности оптимизации и повышения геолого-экономической эффективности газонефтепоисковых работ в акваториях Баренцева и Карского морей / Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков, В.А. Шейн, М.Ю. Кабалин // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 36–47.

По результатам обобщения новых геолого-геофизических материалов региональных поисковых и разведочных работ (ПРР) по нефти и газу показано, что главный фактор высокой геолого-экономической эффективности высокоперспективных нефтегазоносных бассейнов Баренцева и Карского морей в российской части Арктики – это опережающее открытие уникальных и крупных месторождений углеводородов (УВ). Для достижения такого результата необходимо применять как методы и технологии, базирующиеся на классических приемах интерпретации геолого-геофизических данных, так и современные методики компьютерного моделирования. В первую очередь необходимо создать сейсмогеологические 3D-модели регионов с учетом современных концепций бассейногенеза во взаимосвязи с глобальной и глубинной геодинамикой. Такие модели обладают большими прогностическими возможностями и позволяют добиться синергического эффекта, т.е. выявить новые особенности строения и закономерности размещения зон газонефтеаккумуляции с опережением предсказания местоположения новых крупных и уникальных по запасам месторождений УВ. Вторым фактором высокоэффективного проведения ПРР является применение инновационной техники и технологий: электро-, грави- и магниторазведки, геохимической, радарной съемки, скважинных исследований, обеспечивающих в оптимальной последовательности и рациональных объемах получение достоверной информации, повышающей качество знаний о газонефтеперспективном участке и районе. Третьим фактором высокой эффективности поисково-разведочного процесса является оптимальное проведение детализированных геолого-геофизических работ на участках прогнозируемых месторождений УВ, особенно получение сейсмопрофилей, геохимическая съемка, бурение поисковых и разведочных скважин, которые должны быть максимально информативны в отношении изучаемых залежей УВ. Прогноз месторождений УВ и оптимальное размещение объемов ПРР, поисковых и разведочных скважин предложены для рекомендуемых к освоению ОАО «Газпром» лицензионных участков в акваториях Баренцева и Карского морей.

Сорохтин Н.О. Тимано-Варангерский пояс байкалид как новый нефтегазоносный бассейн России / Н.О. Сорохтин, Л.И. Лобковский, Н.Е. Козлов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 48–53.

Оценка перспектив формирования крупных скоплений углеводородного сырья, и в том числе сланцевого газа и нефти, в терригенных толщах рифея Тимано-Варангерского пояса напрямую зависит от

условий их геологического формирования и геодинамической эволюции. Выделяемый новый потенциально нефтегазоносный бассейн характеризуется формированием захороненных на большие глубины (до 12 км в прибрежной зоне п-ова Рыбачий) мощных осадочных толщ пассивной окраины Восточно-Европейской платформы в рифее, а также развитием в каледонское и герцинское время Норвежско-Мезенской системы рифтов. Исследования полого залегающих и слабометаморфизованных осадков рифея показали, что они могут обладать очень большим нефтегазоносным потенциалом как традиционного, так и нетрадиционного типа. Изучение физических свойств горных пород разреза и геохимических особенностей газа из пробуренных скважин выявило наличие благоприятных условий для формирования залежей углеводородного сырья и в первую очередь скоплений сланцевого газа.

В работе рассматриваются вопросы полистадийного развития названного региона и обосновываются пространственно-временные закономерности взаимодействия геодинамических процессов, влияющих на обстановку формирования месторождений традиционных и нетрадиционных видов углеводородного сырья, на примере северо-западной оконечности Кольского полуострова.

Леончик М.И. Перспективы газоносности кайнозоя Черного моря / М.И. Леончик, Б.В. Сенин, А.В. Хортов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 54–62.

Значительный объем накопленной за весь период изучения геолого-геофизической информации по глубоководной Черноморской впадине и ее обрамлению способствовал созданию модели размещения главных структурных элементов впадины. В глубоководной зоне выделены: 2 бассейна – Западный и Восточный, разделенные валом (поднятием) Андрусова; серия валообразных поднятий – Полшкова, Тетяева, Шатского и морское продолжение Грузинской глыбы; молодые прогибы Сорокина и Туапсинский, расположенные у подножий континентальных склонов или пересекающие их; Гурийский и Нижнекамчийский прогибы. Достаточно устойчиво выделяются и крупные положительные и отрицательные структурные формы в пределах шельфов – Керченско-Таманского, северо-западного, румынского и болгарского.

Формирование общих представлений о региональном структурном плане впадины тесно связано с именем Д.А. Туголесова и его исследовательской группой в составе ФГУП «Южморгеология», выполнявшей геолого-геофизические исследования Черноморской впадины в течение трех десятилетий.

Однако, несмотря на определенные успехи, достигнутые в изучении геологического строе-

ния Черноморской впадины, остался ряд геологических проблем, решить которые в прежние годы было нельзя по причине ограниченных возможностей применяемых тогда технических средств и технологий. Поэтому в 2011 г. выполнены сейсмические исследования по сети региональных профилей, пересекающих основные структурные элементы Черного моря – от берега до берега. Работы объемом 10 тыс. пог. км проводились в рамках научного консорциума, куда вошли крупнейшие профильные институты стран Черноморского региона. Научная программа исследований разработана в 2010 г. специалистами ОАО «Союзморгео» и ООО «Региональные геофизические исследования» в рамках концепции «Геология без границ».

Настоящая статья представляет результаты изучения полученной информации о глубинном строении разреза Черного моря для уточнения поисков углеводородного сырья.

Хортов А.В. Глубинное строение и особенности образования Черноморской топодепрессии в связи с перспективами нефтегазоносности / А.В. Хортов, А.Е. Шлезингер // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 63–68.

В 2002–2011 гг. в Черном море отработаны региональные профили МОГТ (метод общей глубинной точки) и МПВ (метод преломленных волн), довольно подробно осветившие строение земной коры. Благодаря большой глубинности проведенных исследований впервые закартированы поверхность фундамента и сейсмокомплексы осадочного чехла в пределах всей акватории, включая мезозойскую часть разреза. Комплексная интерпретация данных МОГТ и МПВ позволила дать обоснованный прогноз вещественного состава коры в пределах Западно-Черноморской и Восточно-Черноморской впадин и разделяющих их валов. На основании полученных материалов рассмотрен механизм образования Черноморской топодепрессии. Показана связь между особенностями ее формирования и условиями образования осадочных комплексов с точки зрения генерации и аккумуляции в них залежей нефти и газа. При этом значительную роль играют процессы лавинной седиментации, при которой осадконакопление осуществляется за счет выноса и разгрузки больших объемов обломочного материала канализованными потоками вещества с формированием в областях разгрузки сложнослоистых дельтовых и турбидитных комплексов.

Нефтегазопроисхождение дельтовых и турбидитных комплексов подводных окраин материка отчетливо продемонстрировано результатами сейсмических и буровых исследований последних 10–15 лет в различных районах Мирового океана. Этими исследованиями выявлены и изучены мощ-

ные мел-кайнозойские осадочные комплексы, содержащие дельтовые и турбидитные образования, которые обусловлены разгрузкой каналов, представленных речными долинами и контактирующими с ними подводными ложбинами стока и каньонами на шельфе и континентальном склоне. При этом седиментационные образования этого типа, наиболее мощные по объему и обширные по площади, генетически связаны с крупными долгоживущими долинными системами платформенных областей. Примером тому являются аналогичные комплексы в других районах континентальных окраин Мирового океана и некоторых средиземных и внутренних морей, где открыты многочисленные, в том числе крупные и гигантские, месторождения углеводородов.

Мокшаев Т.А. Опыт применения и перспективы развития систем подводной сепарации нефти и газа / Т.А. Мокшаев, С.В. Греков // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 69–73.

Системы подводной сепарации нефти и газа являются перспективным направлением развития технологии подводной добычи углеводородов. По мере увеличения глубины воды и удаления от берега морских месторождений возрастают требования к технологическим операциям, которые необходимо выполнить под водой в непосредственной близости от устьев скважин. В последние 10 лет происходит активное развитие технологий подводной подготовки скважинной продукции. Размещение технологического оборудования на морском дне в непосредственной близости от устьев скважин позволяет более эффективно осуществлять разработку месторождения. На сегодняшний день технология подводной сепарации успешно применяется как на только вводимых в эксплуатацию месторождениях, так и на месторождениях, где добыча осуществляется уже достаточно длительное время. Среди проектов, включающих применение подводных сепарационных установок, можно выделить работы на месторождениях Tordis, Perdido, Marlim и Pazflor. Глубины, на которых сегодня установлены подводные сепараторы, варьируются от нескольких сотен до 3 тыс. метров. Опыт реализации морских проектов показывает, что технология подводной сепарации наиболее привлекательна при освоении удаленных и глубоководных месторождений, поскольку, с одной стороны, позволяет обеспечить их ускоренный ввод в эксплуатацию, а с другой – приводит к повышению коэффициента извлечения нефти и газа.

Для успешного освоения новых месторождений, расположенных на значительных глубинах или в сложных природно-климатических условиях, необходимы новые технические решения в области подводной подготовки. С этой точки зрения суще-

ственным обстоятельством является не только число планируемых к реализации проектов, которые требуют применения новых технических решений, но и готовность операторов участвовать в разработке новых технологий. Достаточно эффективно, если оператор участвует в инвестициях в дорогостоящие разработки и квалификацию новой технологии для получения в итоге надежного продукта, созданного с учетом требований его проекта и максимально отвечающего проектным условиям. Мировой опыт освоения шельфовых месторождений показывает, что объединенные производственные программы с участием нескольких нефтегазодобывающих компаний облегчают инвестору принятие такого решения, поскольку позволяют разделить не только затраты, но и риски в будущем.

Греков С.В. Об организации одновременного выполнения различных операций на морских платформах / С.В. Греков, О.А. Корниенко, Л.А. Сайфуллина // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 74–77.

Мировой опыт выполнения различного вида работ на морских нефтегазопромысловых сооружениях показывает, что организация и проведение одновременно выполняемых операций имеют первостепенное значение для обеспечения требований безопасности при эксплуатации морских платформ и существенно отличаются от работ, выполняемых на суше. Работы при освоении морских месторождений характеризуются повышенной трудностью, сопровождаются высокими рисками и имеют существенно более тяжелые последствия при возникновении аварийных ситуаций вследствие принятия неверных управленческих решений. Кроме того, осуществление работ на морских объектах осложняется вынужденной необходимостью проведения разных технологических операций в ограниченном пространстве морской платформы и в зоне ее безопасности, причем нередко работы ведутся в одно и то же время и в непосредственной близости друг от друга.

Несмотря на важность данного вопроса, среди общепризнанных в морской нефтегазодобыче стандартов, таких как API, ISO, NORSOK и DNV, отсутствуют документы, полностью посвященные вопросам проведения одновременных операций на морских платформах. За рубежом разработка требований к обеспечению безопасного проведения одновременных операций находится в зоне ответственности оператора проекта и регулируется его внутренними документами. В России на сегодняшний день фактически нет государственных нормативных документов, регулирующих вопросы организации работ при одновременном выполнении операций на морских платформах. Учитывая

зарубежный опыт, представляется целесообразным в данном вопросе отдать приоритет созданию и внедрению стандартов нефтегазовых компаний, которые будут основаны на практическом опыте освоения месторождений. Кроме того, принимая во внимание ограниченное число проектов, реализуемых российскими операторами, при разработке стандартов организаций необходимо проанализировать опыт и нормативные документы зарубежных операторов морских проектов.

Вольтеррани Дж. Методика заглупления морских трубопроводов компании Saipem S.p.A. / Дж. Вольтеррани, А. Мания // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 78–81.

В статье анализируются потребности рынка в заглуплении трубопроводов с целью их защиты. Исследуются преимущества и недостатки традиционных методов последовательного заглупления трубопроводов в предварительно вырытую траншею с последующей ее засыпкой. Подробно рассматривается оригинальная технология заглупления трубопроводов в процессе укладки с одновременной обратной засыпкой траншеи: освещаются преимущества метода, предлагаются описания эксплуатируемых систем подобного типа. Приводятся примеры практической реализации технологии на нефтегазовых месторождениях.

Фаббри С. Система SiRCoS: ремонт трубопроводов на глубинах ниже уровня погружения водолазов / С. Фаббри, Ф. Каваллини, Р. Джоло, К.М. Спинелли // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 82–91.

Несмотря на обычно высокую надежность магистральных линий, в ряде случаев имели место повреждения трубопроводов. Поэтому наличие средств быстрого восстановления функциональности трубопроводов является основным фактором локализации негативных последствий и обеспечения непрерывности технологического процесса. Специально для этих целей итальянские компании Eni и Saipem, обладающие многолетним опытом в области проектирования, прокладки и эксплуатации глубоководных трубопроводов, разработали систему SiRCoS (*итал.* Sistema Riparazione Condotte Sottomarine).

SiRCoS представляет собой средство безводолазного ремонта трубопроводов. В состав системы входит набор инструментов, позволяющих провести успешный ремонт подводного трубопровода на сверхбольших глубинах (глубже 2000 м). Ключевым компонентом SiRCoS является агрегат

соединения, состоящий из двух концевых соединителей и ремонтной катушки для замены поврежденного участка трубопровода. Для ремонта локальных повреждений трубопроводов также применяется ремонтный хомут с эластомерными уплотнениями. Методика соединения подразумевает холодную запрессовку трубы внутрь концевых соединителей соответствующего профиля под высоким давлением морской воды. Данная технология как результат продолжительной теоретической работы, лабораторных и цеховых испытаний, а также полевых испытаний на мелководье получила сертификат утверждения типа Классификационного общества DNV на обработку труб с наружным диаметром в диапазоне 20–48" (0,51–1,22 м).

Комплексные системы SiRCoS применялись на газопроводах «Зеленый поток» и «Медгаз», еще одна система создается в настоящее время для газопровода «Южный поток» и возможных испытаний на больших глубинах.

В статье описываются основные характеристики SiRCoS, также рассматриваются технологические проблемы, возникающие во время проведения ремонтных работ на больших глубинах или в неблагоприятных условиях окружающей среды.

Казанин Г.С. Экспедиция «Арктика-2014»: комплексные геофизические исследования в районе Северного полюса / Г.С. Казанин, Г.И. Иванов, А.Г. Казанин, А.С. Васильев, Е.С. Макаров // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 92–97.

Главной отличительной особенностью экспедиции «Арктика-2014» по сравнению с предыдущими проектами являлось выполнение комплексных геофизических работ с целью создания геолого-геофизической основы оценки перспектив нефтегазоносности континентального шельфа за пределами 200-мильной зоны Северного Ледовитого океана. В ходе выполнения работ: выявлялись геологоструктурные связи осадочных бассейнов прилегающей котловины Подводников с мелководным шельфом восточно-сибирских морей; определялись конфигурации и размеры осадочных бассейнов, мощность и структура осадков и структура земной коры, мощность осадочного чехла на отдельных участках котловин Амундсена, Нансена, Макарова, Подводников II; изучался рельеф морского дна по всем маршрутам съемки.

Работы выполнялись с 10 июля по 12 октября 2014 г. В состав экспедиции вошли научные суда «Академик Федоров» и «Николай Трубятчинский», атомный ледокол «Ямал». Научно-экспедиционное судно «Академик Федоров» было специально переоборудовано для выполнения подледной сейсмо-

разведки. Общий объем комплексной гидрографо-геофизической съемки составил более 10 тыс. км.

Впервые в центральной глубоководной части Арктического шельфа выполнены комплексные исследования силами исключительно российских специалистов с использованием разработанного в ОАО «МАГЭ» геофизического комплекса.

Дианский Н.А. Моделирование гидрометеорологических характеристик в Карском и Печорском морях и расчет наносов у западного побережья полуострова Ямал / Н.А. Дианский, И.М. Кабатченко, В.В. Фомин, В.В. Архипов, А.С. Цвездинский // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 98–105.

Представлена реализованная в ФГБУ «ГОИН» система моделирования гидрометеорологических характеристик Карского и Печорского морей, которая включает следующие расчеты: атмосферного воздействия по модели WRF (*англ.* Weather Research and Forecasting model); течений, уровня, температуры, солености моря и морского льда по модели INMOM (*англ.* Institute Numerical Mathematics Ocean Model); параметров волнения по Российской атмосферно-волновой модели (РАВМ). Представлены результаты верификации используемых моделей по результатам измерений, полученным при проведении морских экспедиционных исследований ФГБУ «ГОИН» в 2011–2012 гг.

Выполнены ретроспективные расчеты термодинамических характеристик Карского и Печорского морей в период 2003–2012 г. Для акватории, прилегающей к западному побережью полуострова Ямал, реализованы модели формирования структуры потоков влекомых и взвешенных наносов. Проведена верификация моделей по многолетним данным экспедиционных наблюдений. В результате рассчитаны характеристики структуры и величины потока наносов, а также выявлена изменчивость рельефа подводного берегового склона у западного побережья полуострова Ямал.

Полученные характеристики хорошо согласуются с данными натурных наблюдений в ходе экспедиционных работ в Байдарацкой и Обской губах и в районе Харасавэйского месторождения. В отношении последней акватории применительно к безледным периодам 2009–2012 гг. рассчитаны вдольбереговые потоки влекомых наносов и распределение взвешенных наносов. Для этих же лет проведена оценка заносимости в области Харасавэйского подводного канала. Выявлены занесение подводного канала и размыв грунта подводного продолжения месторождения Харасавэй. В целом в канале отмечено отложение илстых наносов.

Никитин М.А. Идентификация полярных циклонов над акваторией Карского моря с помощью гидродинамического моделирования / М.А. Никитин, Г.С. Ривин, И.А. Розинкина, М.М. Чумаков // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 106–112.

Полярным циклоном называется небольшой, но очень интенсивный циклон, формирующийся над морем к северу от полярного фронта. Горизонтальный масштаб полярных циклонов варьируется от 200 до 500 км, а скорость ветра при их прохождении достигает штормовых значений, что создает угрозу проведению морских операций и нормальной эксплуатации объектов обустройства морских месторождений.

В статье рассказывается о применении для изучения полярных циклонов модели атмосферы COSMO-Ru с шагом сетки 2,2 км. Модель воспроизвела зарождение полярного циклона к югу от Шпицбергена и его развитие над Баренцевым морем. В 14:00 UTC 26 марта 2014 г. этот циклон вышел на акваторию Карского моря. Скорость ветра (с осреднением 10 с) при его перемещении над акваторией Баренцева моря превышала 25 м/с, а скорость порывов ветра достигала 40 м/с. Показано, что траектория движения существенно зависит от заблаговременности прогноза. При прогнозе от 00:00 UTC 25 марта модель COSMO-Ru воспроизвела зарождение полярного циклона с заблаговременностью в 21 ч. Прогноз от 12:00 UTC 25 марта существенно уточнил траекторию полярного циклона, при прогнозе от 00:00 UTC 26 марта таких масштабных корректировок не произошло.

Выполнен сравнительный анализ вертикальных профилей ветра, полученных в результате моделирования, и профилей, рассчитанных по рекомендациям ISO 19901. Результат проведенного сравнения ставит под сомнение применимость стандартизированных методов расчета порывов ветра, используемых при проведении инженерных изысканий. Для верификации полученных результатов использовались данные наблюдений с прибрежных гидрометеорологических станций, а также снимки, полученные с помощью спектрорадиометра MODIS. Модель COSMO-Ru несколько недооценивает скорость ветра, но в целом данные модели и наблюдений хорошо согласуются.

Миронюк С.Г. Геологические опасности осваиваемых месторождений восточного шельфа о. Сахалин: идентификация и принципы картографирования / С.Г. Миронюк // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 113–117.

Морские подводные трубопроводы и добычные комплексы, эксплуатационные платформы получают все большее развитие в последние годы в связи с разработкой морских газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений на северо-восточном шельфе Сахалина. Для обеспечения безопасности подводных морских сооружений в районах их размещения необходимо оценить геологические опасности (геоопасности).

Оценка геоопасностей является составной частью общей оценки опасностей и рисков любого крупномасштабного инвестиционного проекта строительства нефтегазовых объектов и представляет собой междисциплинарную задачу, подразумевающую как технические аспекты (расчеты прочности и устойчивости сооружений), так и аспекты, связанные с геологической средой. Процедура оценки геоопасностей включает такие этапы, как обоснование целей, задач, методов оценки и критериев приемлемых вероятностей отказов морских сооружений и идентификацию опасностей.

Анализ опубликованных результатов изысканий реализованных проектов обустройства шельфовых месторождений востока о. Сахалин (Чайво, Лунское, Кириновское и др.) позволил составить следующий реестр геоопасностей, выявленных в указанном регионе: землетрясения, разрывные нарушения, валуны и поля валунов, эрозия, выходы коренных пород, неоднородность грунтового основания, песчаные волны, палеодолины, газонасыщенные грунты, газовые карманы и др. На основе качественных методов приоритетными выделены следующие геоопасности: землетрясения и их вторичные эффекты (разжижение грунтов и цунами), а также газопроявления (газовые карманы с аномально высоким пластовым давлением). Критериями ранжирования геоопасностей послужили возможные последствия их воздействий на сооружения (аварии, инциденты, дефекты). Составлены инвентаризационная карта, отображающая местоположение отдельных геоопасностей, и карты районирования донной поверхности по степени геологической опасности.

Чумаков М.М. Определение ледовых условий на акватории Охотского моря у восточного побережья о. Сахалин с помощью спектрорадиометрических данных дистанционного зондирования / М.М. Чумаков, К.В. Лужкова // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 118–123.

Шельф Сахалина богат запасами углеводородов, и в настоящее время происходит их активное освоение. Наиболее актуальна на сегодняшний день разработка нефтегазовых месторождений Кириновского перспективного лицензионного участка, находящегося на шельфе восточной части острова.

Наибольшую сложность при изучении и освоении данных месторождений составляют тяжелые ледовые условия. В связи с этим необходима детальная информация о характеристиках ледового режима рассматриваемой акватории. Однако сбор всех требующихся данных невозможно осуществить только посредством экспедиций и судовых наблюдений, поскольку это потребует значительных финансовых и временных затрат.

В статье предлагается использовать для мониторинга ледовой обстановки и определения характеристик ледового режима, требуемых при проектировании объектов обустройства, спутниковые спектрорадиометрические снимки, в результате обработки которых может быть получена информация о наличии и типе льда, ширине припая, положении границы дрейфующего льда, скорости дрейфа и размерах ледяных полей.

Авторами разработана методика и описана технология генерации синтезированного RGB-изображения, имеющего пространственное разрешение 250 м/пиксель, непосредственно по данным измерений, выполненных с помощью спектрорадиометра MODIS. Впервые с целью определения режимных характеристик ледяного покрова на акватории шельфа о. Сахалин создан электронный архив приблизительно 200 снимков, сгенерированных по данным спектрорадиометрической съемки за период 2007–2014 гг. Анализ содержащихся снимков позволил получить достоверные данные о ледовой обстановке на исследуемой акватории, а также выявить особенности ледового режима на шельфе у восточного побережья Сахалина.

Онищенко Д.А. Моделирование разворота на месте плавучего сооружения судового типа с внутренней турелью в условиях сплоченного ледяного покрова / Д.А. Онищенко, А.В. Марченко // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 124–132.

В настоящее время считается, что использование плавучих сооружений для освоения морских месторождений нефти и газа на акваториях с ледяным покровом в арктических и других морях с тяжелым ледовым режимом технически реализуемо лишь при условии проведения мероприятий по снижению ледовых нагрузок. В качестве одной из перспективных концепций рассматривается применение плавучих платформ судового типа (иначе, технологических судов), включая варианты с одноточечной якорной системой и размещаемой внутри корпуса судна турелью. Концепция предполагает способность судна совершать достаточно быстрый разворот на месте в условиях льда с высокой сплоченностью с целью обеспечения ориентации против текущего или ожидаемого направления дрейфа льда. Детальное физико-математическое моделиро-

вание данной задачи требует учета большого числа факторов, многие из которых обладают значительной неопределенностью.

В статье процесс разворота судна на месте анализируется в рамках относительно простых инженерных моделей, при этом фактор сопротивления льда учитывается в виде ледовой нагрузки, распределенной вдоль бортов судна. Анализ показывает, что сплоченный лед эффективно препятствует активному развороту судна, совершаемому с помощью системы движителей: корпус судна вынужден двигаться в поперечном направлении, что весьма невыгодно с точки зрения разрушения ледяного покрова, и необходимая для преодоления сопротивления льда мощность движителей не может быть обеспечена. Показано, что в условиях тяжелых льдов при высокой сплоченности ледяного покрова и тем более в условиях сжатия движители технологического судна не способны обеспечивать разворот с необходимой скоростью. В такой ситуации судно при развороте достаточно продолжительное время может быть ориентировано поперек направления дрейфа льда, и за это время точка крепления якорных линий и райзеров успеет сместиться на значительное расстояние, что может привести к перегрузке системы удержания и разрушению райзеров. Получены простые оценки максимального значения удерживающей силы в процессе пассивного разворота судна в условиях дрейфующего льда. Оценки показывают, что нагрузки в системе удержания существенно превышают значения, соответствующие ориентации судна против дрейфа льда, и поэтому проектирование системы удержания технологического судна с учетом нагрузок, отвечающих только этому случаю, может оказаться неадекватным.

Журавель В.И. Практические вопросы учета аварийности морских скважин / В.И. Журавель, И.В. Журавель, М.Н. Мансуров // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 133–141.

Неконтролируемые выбросы из скважин являются наиболее опасным источником нефтяных загрязнений морской среды. При разработке планов предупреждения и ликвидации разливов необходим учет максимального расчетного разлива, который установлен как объем нефти, рассчитанный за 3 сут по одной фонтанирующей скважине с максимальным дебитом согласно проектной документации. Таким образом, в проектах разработки морских нефтегазовых месторождений теперь должны определяться не только эксплуатационные дебиты скважин, но и их максимальные значения при фонтанировании.

В статье рассмотрены практические способы оценки частот и объемов выбросов в зависимости от назначения скважин, этапа разработки месторождений, видов производимых на скважинах работ и ава-

рийного состояния скважин. Учитывая, что в большинстве случаев полная информация по всем влияющим параметрам отсутствует, предложено использовать статистические оценки частот утечек и выбросов из скважин, а также их продолжительности.

Частоты реализации различных сценариев аварий могут быть получены обработкой статистических данных. Расчет интенсивности выбросов предлагается проводить по инженерным методикам, основанным на квазистационарном приближении потока пластового флюида по колоннам или межколлонному пространству от забоя скважины или места нарушения герметичности колонн к поверхности (пластовый флюид может поступать в атмосферу, если выброс происходит на морской установке, или на уровне морского дна с соответствующим противодавлением при подводных выбросах). С этой целью разработаны компьютерные коды, позволяющие провести быструю имитацию и сопоставление различных сценариев выбросов для нефтяных и газовых скважин, а также исследовать зависимости получаемых величин от неопределенных параметров поведения выделяющих пластов.

Авторы надеются, что предложения и разработанные программы найдут практическое применение в проектных обоснованиях объемов нефти при планировании мер по ликвидации разливов нефти и газового конденсата на месторождениях континентального шельфа России.

Маричев А.В. Влияние неблагоприятных факторов окружающей среды на проведение операций по ликвидации разливов нефти в замерзающих морях / А.В. Маричев // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 142–144.

Безопасность проведения работ является одним из главных приоритетов при освоении нефтегазовых месторождений шельфа РФ. Особую сложность в суровых условиях Арктики при практически полном отсутствии инфраструктуры приобретают вопросы ликвидации разливов нефти (ЛРН).

В статье дана характеристика региональной и объектовых систем ликвидации разливов нефти в Баренцевом и Белом морях. Показано, что на объектах нефтегазовой и транспортной отраслей созданы эффективные аварийно-спасательные формирования, однако зона их ответственности ограничивается малыми акваториями, а возможности государственной спасательной службы не позволяют в достаточной мере обеспечить безопасность на весьма протяженных маршрутах перевозки нефти.

В ноябре 2014 г. установлены новые нормативные критерии по максимальным расчетным объемам разливов на морских нефтегазовых сооружениях, которые приблизили российскую нормативно-правовую базу в рассматриваемой

области к международным принципам планирования и проведения операций ЛРН. Необходимо отметить, что практически все объектовые системы ЛРН спроектированы на основе старых нормативных критериев, что является основанием для пересмотра принятых решений.

Отдельно рассмотрены вопросы влияния неблагоприятных условий окружающей среды на проведение операций ЛРН. Показано, что недостаточная видимость (полярная ночь), ветер, туман или снегопады могут существенно осложнить и даже приостановить проведение операций ЛРН. По предварительным оценкам, готовность объектовой системы к реагированию на разливы нефти в районе Приразломного месторождения 5–7 дней в месяце существенно снижается из-за погодных условий. Данная проблематика практически не отражена действующими нормативными документами, поэтому авторы рекомендуют при разработке объектового плана ЛРН детально анализировать возможность выполнения и эффективность операций для различных комбинаций неблагоприятных факторов окружающей среды.

Никитин П.Б. О новых экономических условиях разработки морских месторождений углеводородов / П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина, Е.В. Стречень // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 145–150.

В настоящее время произошло кардинальное изменение всех основных исходных компонентов экономической оценки морских месторождений углеводородов, в том числе цен на реализуемую продукцию, затрат на освоение месторождений, а также системы налогов и платежей. Наблюдающееся значительное снижение мировых цен на нефть отражается не только на эффективности экспорта нефти. Оно вызывает достаточно широкий системный эффект, поскольку мировые цены на нефть, как правило, корреспондируют с экспортными ценами на газ и соответственно влияют на эффективность экспортных поставок газа.

В настоящее время РФ практически не имеет представительной базы данных затрат по отечественным морским месторождениям. На ранних этапах могут использоваться программные продукты, адаптированные к российским условиям. В них на базе зарубежного опыта с учетом возможностей российских производителей и региональных особенностей определены нормативные показатели капитальных, текущих и ликвидационных затрат. Это позволяет исходя из заданной системы разработки и обустройства месторождения рассчитать весь комплекс потенциальных затрат для последующей оценки эффективности инвестиций.

Одним из наиболее важных экономических аспектов освоения морских месторождений является налогообложение. Большинство нефтегазовых объектов шельфа относятся к новым морским месторождениям, для которых в зависимости от принадлежности к сформированным категориям определены условия, граница применения которых устанавливается заданными временным интервалом и календарным сроком. В целях совершенствования системы налогообложения добычи углеводородного сырья законодательно введена классификация новых морских месторождений.

Ибрагимов И.Э. Технологические схемы подготовки скважинной продукции подводного промысла / И.Э. Ибрагимов, С.А. Трудов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 151–154.

В будущем Арктический шельф может стать основным источником нефти и газа для России и мирового рынка в целом. Однако освоение арктических территорий осложнено рядом факторов: это и экстремальные природно-климатические условия, включая низкие температуры воздуха, и сильные ветры, и ледяной покров на акватории арктических морей. В условиях Арктического шельфа применение надводных технологий разведки и добычи углеводородов может оказаться невозможным или неэффективным. Наиболее перспективными в этом отношении представляются подводные промыслы с подводным заканчиванием скважин, устья которых располагаются на морском дне. В ряде случаев суровые природно-климатические условия Арктического шельфа обуславливают безальтернативное использование подводного промысла.

С учетом важности поставленной задачи авторы рассматривают возможность создания такой технологической схемы подводного промысла, которая обеспечивала бы полную подготовку скважинной продукции и тем самым безопасный однофазный транспорт продукции. В качестве аналога подводному промыслу в труднодоступных районах Арктического шельфа предлагается использовать типовую схему обустройства подводного промысла.

Сафонов В.С. Методические аспекты анализа аварийных процессов на подводных газопроводах / В.С. Сафонов, А.В. Мельников, С.В. Ганага // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 155–163.

В статье рассматриваются методические особенности моделирования гидродинамических и тепломассообменных процессов при авариях на подводных газопроводах в приложении к процедуре анализа риска их эксплуатации. Показана последо-

вательность стадий развития аварии, включая: разрушение тела трубы с конечной скоростью и формирование волны сжатия в водной среде; «вторжение» струи газа в водную среду и ее распад; образование газожидкостного шлейфа и его выход на поверхность воды под действием кинетических и архимедовых сил; распространение взрывопожароопасного газа в атмосфере. Обращается внимание на то, что при прогнозировании последствий аварий результаты моделирования предшествующей стадии являются граничными условиями последующей стадии и что чувствительность результатов к объективно неизбежным упрощениям при моделировании различных фаз различна.

Для целей анализа риска предложено условно подразделять аварии по совокупности характерных физических процессов на аварии «на глубине» и «в мелкой воде». Установлено, что в первом случае газ поступает в атмосферу с малой скоростью, но с большой площади при выраженном влиянии архимедовых сил, интенсифицирующих турбулентный массоперенос и активное разбавление газа. Во втором случае газ поступает в атмосферу с достаточно высокой скоростью в виде струйного течения с эжекционным механизмом захвата воздуха в струю. В обоих случаях протяженность газовой опасности оказывается незначительной.

Annotated list of articles

Ampilov Yu.P. Problems and prospects of Russian continental shelf surveying and development in conditions of sanctions and fall in oil prices / Yu.P. Ampilov // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 5–14.

2012–2014 were characterized by unprecedented rise in the scope of geological surveys at the Russian continental shelf, especially regarding 2D and 3D seismic prospecting. The main reason is that Rosneft' and Gazprom were to fulfill their license obligations, as they got all the most attractive sites in the Arctic, at the Far East, and in the Black Sea. But subsequent sanctions of the USA and EC countries regarding the offshore survey and development technologies, and also the sharp fall in world oil prices make one see this problem in different light.

The article analyzes the full complex of interconnected issues of geological, technological, and economic character regarding the Russian shelf outlooks. And though the presence of raw hydrocarbons is undoubtful, there are a lot of technological and financial-economic problems so far, and nowadays they become a priority call. First of all, the lack of modern Russian-made technical means for marine seismics and prospect drilling came out. And those facilities, that Russia has, mostly use foreign components from the sanctions list. Secondly, the cost of the offshore surveying and recovery is rather high, and newly opened fields hardly will be economic when the oil price is less than \$80–100 per barrel. Only the fields, where the main capital investments have been already made and recovery has been started, can keep themselves up at the break-even sales level in terms of current oil price comes up to \$60–65 per barrel. Thirdly, recent discovery of many commercial oil and gas pools in different countries provokes long-lasting trend of hydrocarbons proficiency within the world market. So, it's going to be quite difficult to find a market niche for realization of high-expensive Russian offshore projects in future.

All these challenges are to be considered while forming a new strategy for Russian continental shelf setting. Development of the mentioned strategy requires the urgent managerial decisions of federal level, as the previous program do not reflect realities.

References

Ampilov Yu.P. Exploration of the Arctic and Far East shelf. Problems and outlooks / Yu.P. Ampilov // *Offshore [Russia]*. – 2014. – № 4(6). – P. 8–15.

Ampilov Yu.P. Russian shelf field / Yu.P. Ampilov // *Neftegaz.ru*. – 2014. – № 10. – P. 20–27.

Ampilov Yu.P. Prospecting and exploration of oil and gas at the Arctic shelf: problems and outlooks /

Yu.P. Ampilov // *Arkticheskie vedomosti*. – 2014. – № 4 (12). – P. 10–23.

Interview with Yu.P. Ampilov // *NGV-Tekhnologii*. – 2015. – Is. 5: Replacement of foreign import. – P. 35–38.

Ampilov Yu.P. Offshore seismic at the Russian sea shelf: problems and outlooks in terms of sanctions and fall in oil prices / Yu.P. Ampilov // *Offshore [Russia]*. – 2015. – № 4. – P. 38–45.

Mansurov M.N. On the outlooks for gas and oil presence at the continental shelf of Eastern Arctic / M.N. Mansurov, Ye.V. Zakharov // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 15–20.

Due to the utmost actuality of the Eastern Gas Program, aimed at creation of basics for power-related development of the Eastern Siberia and the Far East regions overland and overseas, and also due to rather poor geological and geophysical scrutiny of the Laptev, the East Siberian, and the Chuckchee seas it is being grounded the necessity to drill parametric wells (in constrained quantities) at the peninsulas and islands of mentioned waters. It will allow to refer seismic data to drilling logs, and to determine the directions of further prospect explorations. On completion of parametric drilling, and data processing, it will be possible to plan, and to realize the additional 2D, and 3D seismic surveys at the offshore continental shelf lands in the Eastern Arctic, where eliciting of the main part of free oil and gas geologic resources is predicted within the Mesozoic and Paleozoic deposits.

Despite the high efficacy of such wells, validated in course of the regional study of geological structure and oil-and-gas bearing capacity of the Barents and Kara seas' sub-bottom, nowadays drilling of parametric wells is not financed by state budget. Authors suggest to resume the parametric drilling on the terms of private-public partnership in a way that the Minprirody and Rosnedra will invest 10–15 %, and other expenses (85–90 %) will bear the Rosneft', the Gazprom and some foreign companies – co-executors of works. It is noted, that in course of development of the program documents dealing with exploitation of mineral resources (first of all, of the hydrocarbons) in the Russian Eastern Arctic zone it is necessary to concern capital investment projects with regard for promotion of transport infrastructure.

References

Eastern Gas Program // <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/east-program/>

«Gazprom» has come! The Eastern Gas Program started // *Yakutia*. – 2012. – December 12. – № 231; <http://www.gazetayakutia.ru/index.php/archive/>

item/2163-gazprom-prishyol-startovala-vostochnaya-gazovaya-programma

Holodilov V.A. Geology, oil-and-gas-bearing capacity and the scientific basics of strategy for development of oil and gas resources of the Barents and the Kara seas: synopsis of thesis ... d-r of geol.-min. sc. / V.A. Holodilov. – Moscow, 2006; <http://earthpapers.net/geologiya-neftegazonosnost-i-nauchnye-osnovy-strategii-osvoeniya-resursov-nefti-i-gaza-barentseva-i-karskogo-morey#ixzz3alo23Bb6>

Parametric well is a step into unknown: interview of Rosgeologiya Deputy Director for Science and Perspective Planning Alexey Solovyev // <http://rosgeo.com/ru/content/intervyu-zamestitelya-generalnogo-direktora-rosgeologii-po-nauke-i-perspektivnomu>

Long-term state program for exploration of the interior and reproduction of mineral resources of Russia on the basis of mineral raw materials consumption and production balance / Adopt. by the decree of Minpriroda RF № 160 dated June 8, 2005 // <http://bazakonov.ru/doc/?ID=1079855>

Kharakhinov V.V. Prospects of new strikes of hydrocarbons at the continental shelves of Sakhalin and Western Kamchatka / V.V. Kharakhinov, D.A. Astafyev, M.A. Kalita, O.A. Korchagin, V.A. Ignatova, L.A. Naumova // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 21–35.

Demand to rise gas recovery for production of the liquefied natural gas makes to intensify appraisal surveys (AS) at the continental shelf of the Sakhalin, and to increase a number of licensed sites (LS) in search of new gas and gas-condensate fields. Regarding this fact it seems real to enter the «Sakhalin-6» and «Sakhalin-7» LSs in parallel with AS continuation at the satellite structures of the South-Kirinsky field with a gas-condensate-and-oil bed, and of Kirinsky gas-condensate field, and at the East-Odoptu, and Ayashsky LSs. According to the additional estimations the gas and gas-condensate fields are supposed to dominate just at the south regions of the Sakhalin shelf. Within the frames of the «Sakhalin-6» LS the Kerosinnaya structure has been studied most detailed, and it is most available for further specification and local forecast of gas-and-oil presence. This unified structural zone of the probable gas and gas-condensate accumulation at the meridian of the South-Kirinsky and Mynginsky fields is quite real due to the south trend of reservoir layers of Daginsky horizon being overlapped with the regional fluid trap of the Okobykisky horizon. Hear the development of reservoirs in the bottom part of sedimentary cover and even in the substructure rocks is expected. Besides, within this LS a near-coastal structural zone is mapped, which contains a group of local structures including the North-Bogatinskaya, Nerpichya, Verbluzhaya, Varvarinskaya etc.

Concurrently with AS works at the Kerosinnaya structure it is necessary to organize AS of the relatively well-studied group of gross structures including the Central Pogranichnaya and Ozyernaya structures, and also of the poorly studied structures of medium size and average resource potential, such as the Khuzinskaya, Khoyskaya, Sholtinskaya, Peskovskaya and Slonovaya-the-Central. Regarding the shelf of Western Kamchatka the Krutogorovskaya and Kalavayamskaya anticlines with clinoform stratum of Ermanovsky horizon, which is a buried cone of an offset, and perhaps of the gas-oil-bearing Gakhinsko-Utkholoksky horizon are validated as the primary objects of AS. The «Koryakia-1» LS is grounded as the secondary AS object.

References

Astafyev D.A. Fresh vision of sedimentation basins abyssal structure and prospects to discover the unique and new hydrocarbons fields / D.A. Astafyev // *Vesti gazovoy nauki: Problems of resource provision for gas-producing regions of Russia up to the year of 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 15–31.

Zakharov Ye.V. Geological structure and outlooks for gas presence regarding the sea shelf of Russia / Ye.V. Zakharov, V.A. Holodilov, M.N. Mansurov, B.A. Nikitin, Yu.V. Shamalov, O.I. Suprunenko, L.S. Margulis. – Moscow: Nedra, 2011. – 191 p.

Kharakhinov A.V. The new promising trends in oil-and-gas precovery at the sea shelf of Northern Sakhalin / A.V. Kharakhinov // *Geologiya nefi i gaza.* – 1999. – № 9–10. – P. 18–25.

Astafyev D.A. Forecast for new zones of oil-and-gas accumulation and the trends of explorative surveys at the shelf of the Sea of Okhotsk and the Barents Sea in Russia / D.A. Astafyev // *Development of the sea oil-and-gas fields: modern state, problems and outlooks: collection of scientific papers.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2008. – P. 231–248.

Kharakhinov V.V. Oil-and-gas geology of the Sakhalin region / V.V. Kharakhinov. – Moscow: Nauchnyy mir, 2010. – 276 p.

Shein V.S., Ignatova V.A. Geodynamics and outlooks for oil-and-gas presence regarding the sedimentation basins of the Far East / V.S. Shein, V.A. Ignatova. – Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2007. – 296 p.

Astafyev D.A. Resources to optimize and increase geological and economical efficacy of gas-and-oil surveys in the waters of the Barents and the Kara seas / D.A. Astafyev, A.V. Tolstikov, V.A. Shein, M.Yu. Kabalin // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 36–47.

In accordance with the generalized analysis of fresh geological and geophysical data of the regional works on oil and gas prospecting it is shown, that the main

factor of high geological and economical efficacy of the high-promising oil-and-gas-bearing basins of the Barents and Kara seas in the Russian part of Arctic is the advanced strike of unique and huge fields of hydrocarbons. To reach this goal one should use both the methods based on the classic procedures of geological and geophysical data interpretation, and the modern techniques of computer simulation. First of all it is necessary to create the seismological 3D models of regions taking into consideration modern concepts of basins' genesis in connection with global and deep geodynamics. Such models demonstrate great prognostic capabilities and allow to gain a synergetic effect, i.e. to identify the new structural features and location patterns for gas-and-oil accumulating zones with advanced forecast of new gross and unique fields of hydrocarbons.

The second factor of effective prospecting is the use of innovative equipment and techniques: electrical, gravity and magnetic explorations; geochemical and radar surveys, well investigations. They could provide reliable information acquired in optimum sequence and rational volumes, which would improve the quality of knowledge about a gas-and-oil-promising sector or region. The third factor is optimum realization of detailed geological and geophysical works at the sites of anticipated fields of hydrocarbons, especially it concerns the seismics, geochemical surveys, and drilling of the exploratory and prospecting wells, which are to be especially informative in regard to the hydrocarbons reservoirs being studied. Forecast of the hydrocarbons and scheme of optimum allocation of prospecting works as well as the exploratory and prospecting wells regarding the licensed sites within the waters of the Barents and Kara seas, recommended to Gazprom for exploration, are suggested.

References

Astafyev D.A. The role of rifting in the dispositioning of the oil-and-gas accumulation zones (on example of the sedimentation basins of Russia) / D.A. Astafyev // *Geodynamics, stratigraphy and oil-and-gas presence regarding the sedimentation basins of Russia: collection of scientific papers.* – Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2001. – P. 37–58.

Astafyev D.A. Genetic unity and individual differences in the structure of the sedimentation basins / D.A. Astafyev // *Geologia nefi i gaza.* – 2002. – № 2. – P. 47–51.

Tsemalko M.L. Demarcation of bedding according to structural-formational zones as a basis of oil-and-gas presence prospecting schemes / M.L. Tsemalko, Ye.A. Taratyn, Ye.Yu. Mikolayevskiy et al. // *Gazovaya Promyshlennost'.* – 2011. – № 8. – P. 30–35.

Astafyev D.A. Tectonic structure and outlooks for gas presence regarding the northern part of the West Siberian taphrogen and its frame / D.A. Astafyev, V.A. Shein // *Geologia nefi i gaza.* – 2010. – № 3. – P. 19–29.

Shein V.S. Geology and oil-and-gas bearing capacity of Russia / V.S. Shein. – 2^d ed., rev. and enl. – Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2012. — 848 p., 16 p. ill.

Ampilov Yu.P. Procedure for rapid preparation of reserves at the offshore hydrocarbons fields of industrial type / Yu.P. Ampilov, B.A. Nikitin, V.A. Vovk, V.A. Kholodilov, Ya.I. Shteyn. – *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti.* – 2006. – № 1. – P. 21–34.

Babayants P.S. Complex aerogeophysical works at the Russian Arctic shelf: features of procedure and the first results / P.S. Babayants, O.R. Kontarovich // *Proceedings of the V International conference ROOGD-2014.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – P. 28.

Sorokhtin N.O. Timano-Varanger belt of baykals as a new oil-and-gas bearing basin of Russia / N.O. Sorokhtin, L.I. Lobkovskiy, N.Ye. Kozlov // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 48–53.

Estimation of prospects regarding the formation of the raw hydrocarbons agglomerations, including the shale gas and oil, in the terrigenous strata of the Timano-Varangersky belt Riphean directly depends on geological conditions of their construction and terms of geodynamical evolution. The potentially oil-and-gas bearing basin being outlined is specified on the one hand by forming of deep-buried (down to 12 km in the coastal zone of the Rybachy peninsular) gross sedimentary strata of the East European platform passive outskirts in the Riphean, and on the other hand – by the development of the Norwegian-Mezensky system of rifts during the Caledonian and Hercynian times. Studies of the gently dipping and weakly metamorphosed Riphean sediments showed, that they can have great oil-and-gas potential both of traditional and nontraditional type. Exploration of physical properties of rocks in the open-cast and geochemical features of the gas from the drilled wells revealed the existence of conditions being favorable for forming of raw hydrocarbons reservoirs, and first of all for the shale gas agglomerations.

The article discusses the questions of polyphasic development of the mentioned region, and grounds the spatio-temporal patterns for interaction of geodynamical processes influencing the conditions of the traditional and nontraditional hydrocarbons fields forming. It is done by the example of the north-western tip of the Kola Peninsula.

References

Hain V.Ye. Tectonics of continents and oceans (the year of 2000) / V.Ye. Hain. – Moscow: Nauchnyy mir, 2001. – 606 p.

Negrutsa V.Z. The Barents-sea phosphorous basin / V.Z. Negrutsa, A.A. Basalae, I.V. Chikirev. – Apatity: Kola scientific center of RAS Publishers, 1993. – 119 p.

Sorokhtin O.G. Theory of Earth development (origin, evolution and the tragic future) / O.G. Sorokhtin, J.V. Chilingar, N.O. Sorokhtin. – Moscow; Izhevsk: Publishers of Udmurt state university Institute of computer studies, 2010. – 751 p.

Sorokhtin O.G. Evolution of Earth and its climate. Elsevier Science / O.G. Sorokhtin, G.V. Chilingarian, N.O. Sorokhtin // Developments in Earth and Environmental Sciences. – 2011. – V.10. – 763 p.

Chumakov N.M. Precambrian tillits and tilloids (problems of precambrian glaciations) / N.M. Chumakov // Proceedings of the Geological institute of AS of USSR. Is. 308 / Resp. edit. M.A. Akhmeteyev, A.B. German. – Moscow: Nauka, 1978. – 202 p.

Raaben M.E. Correlation of stromatolitic formations of Northern Norway (Finnmark) and North-Western Russia (Kildin Island and Kanin Peninsula) / M.E. Raaben, V.V. Lutssov, A.A. Predovsky // Nor. Geol. Unders. Special Publ. – Trondheim, Norway, 1995. – P. 233–246.

Sorokhtin O.G. Global evolution of the Earth and the origin of diamonds / O.G. Sorokhtin, F.P. Mitrofanov, N.O. Sorokhtin. – Moscow: Nauka, 2004. – 260 p.

Milanovskiy Ye.Ye. Geology of Russia and near abroad (the Northern Eurasia) / Ye.Ye. Milanovskiy. – Moscow: Publishers of Moscow University, 1996. – 448 p.

Simonov A.P. Riphean oil of the Rybachiy Peninsula: is it a myth or a key to a fundamentally new trend in oil-and-gas exploration at the shelf of the Barents Sea? / A.P. Simonov, D.M. Guberman, Yu.N. Yakovlev et al. // Bulletin of Bauman University. – 1998. – V. 1. – № 2. – P. 121–140.

Seismological model of the Northern Europe lithosphere: Lapland-Pechenga region / Editor-in-chief N.V. Sharov. – Apatity: Kola scientific center of RAS Publishers, 1997. – 225 p.

Chikirev I.V. Upper-precambrian phosphorous deposits of the Kola Peninsula: synopsis of a thesis ... cand. of geol.-mineral. sc. / I.V. Chikirev. – Moscow: Moscow University, 1995. – 18 p.

Dmitrievskiy A.N. Outlooks for exploration of oil-and-gas reserves at Russian continental shelf / A.N. Dmitrievskiy, M.D. Belonin // Priroda. – 2004. – № 9. – P. 6–15.

Sorokhtin N.O. Evolution of north-western part of the Timano-Varanger oil-and-gas bearing basin / N.O. Sorokhtin, N.Ye. Kozlov, I.V. Chikirev, N.V. Kulikov, V.N. Glaznev // Bulletin of the Kola scientific center of RAS. – 2011. – № 3. – P. 3–20.

Sorokhtin N.O. Oil and gas content of the Eurasian western Arctic shelf and prediction criteria of searching hydrocarbonic raw materials in a coastal zone of the Kola region / N.O. Sorokhtin, G.V. Chilingarian, N.E. Kozlov, V.N. Glaznev // Izvestia RANS (Russian academy of natural sciences). – 2012. – V. 21: spec. is. – P. 119–135.

Sorokhtin N.O. Potential oil-and-gas bearing capacity of the western part of Russian Arctic shelf and prognostic criteria of raw hydrocarbons search at the offshore zone of the Kola Peninsula // N.O. Sorokhtin, N.Ye. Kozlov, V.N. Glaznev, I.V. Chikirev. – Bulletin of the Bauman University: proceedings of the Murmansk

State Technical University. – 2010. – V. 13. – № 14/1. – P. 736–750.

Anatolyeva A.I. The main evolution boundaries of red formations / A.I. Anatolyeva. – Novosibirsk: Nauka, 1978. – 190 p.

Sorokhtin O.G. Life of the Earth / O.G. Sorokhtin. – Moscow; Izhevsk: Scientific Research Center of Regular and Chaotic Dynamics: The Institute of Computer Research, 2007. – 452 p.

Sorokhtin N.O. Oil-and-gas bearing capacity of Neoproterozoic deposits complexes of the Timano-Varanger belt / N.O. Sorokhtin, L.I. Lobkovskiy, N.Ye. Kozlov et al. // Bulletin of the Bauman University. – 2014. – V. 17. – № 2. – P. 349–363.

Leonchik M.I. Outlooks for the Black Sea cainozoic gas-bearing capacity / M.I. Leonchik, B.V. Senin, A.V. Khortov // Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 54–62.

A significant amount of geological and geophysical data on the Black Sea trench and its framing accumulated for the entire period of its study helped to create the model for placement of main structural elements of the trench. In the deep zone there are: two basins – East and West, separated by the Andrusov shaft (lifting); a series of the arched uplifts – Polshkova, Tetyaeva, Shatsky, and the sea continuation of the Georgian block; young Sorokin and Tuapse deflections, located at the foot of the continental slopes or crossing it; the Gurian and Nizhnekamchiysky deflections. Also the large positive and negative structural forms are quite stable within such shelves as the Kerch-Taman, northwest, Romanian and Bulgarian.

Institutionalization of common understanding of the regional structural plan of the trench is closely associated with the name of D.A. Tugolesov and his research group on the strength of the Yuzhmorgeologia company, which has been performing geological and geophysical studies of the Black Sea trench for three decades. However, despite some progress made in the study of the geological structure of the Black Sea trench, there remained a number of geological problems, which were unsolvable in previous years due to the limited capabilities of applied techniques and technologies.

To address these issues in 2011 seismic surveys on the network of regional profiles crossing the main structural elements of the Black Sea from coast to coast were carried out. These works in amount of 10 thousands km have been fulfilled within the framework of the special scientific consortium, which included the largest specialized institutions in the Black Sea region. The scientific research program was developed in 2010 by specialists of the Soyuzmorgeo and the Regional Geophysical Research LLC under the concept of «Geology without Borders». The aim of this work was to study the information received on the deep

structure of the Black Sea open-cast in order to refine the search of hydrocarbons.

References

Senin B.V. Oil-and-gas-prospecting objects at the North-Eastern part of the Black Sea / B.V. Senin, A.V. Khortov // *Oil&Gas Journal Russia*. – 2009. – Is. I–II. – P. 48–53.

Tugolesov D.A. Tectonics of the meso-neozoic deposits in the Black Sea Trench / D.A. Tugolesov, A.S. Gorshkov, L.B. Meysner et al. – Moscow: Nedra, 1985. – 215 p.

Khortov A.V. Deep structure and some questions of oil-and-gas potential in relation to the south seas of Russia / A.V. Khortov, Yu.P. Neprochnov // *Okeanologiya*. – 2006. – V. 46. – № 1. – P. 114–122.

Senin B.V. New data on the deep structure of the Black Sea Trench / B.V. Senin, M.I. Leonchik, A.V. Khortov et al. // *Actual problems within the development of the fuel-and-energy complex of Russian regions and the ways to overcome them: proceedings of sc. conference*. – Gelendzik: Yuzhmorgeologiya State Scientific Center, 2013. – P. 125–128.

Ivanov M.K. Focused hydrocarbon fluxes at the deep-water margins of the continents: thesis ... dr. of geol.-min. sc. / M.K. Ivanov. – Moscow: Moscow State University, 1999.

Khortov A.V. Deep structure and formation features of the Black Sea topodepression in relation to the prospects of oil and gas presence / A.V. Khortov, A.Ye. Shlezinger // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 63–68.

In 2002–2011 in the Black Sea the regional CDP (common deep point method) and refraction profiles have been worked out, which gave rather detailed information on the deep structure of the Earth crust. Thanks to the great depth of the research for the first time the surface of the basement and sedimentary covers within the entire area, including the portion of the Mesozoic section, were mapped. Integrated interpretation of reflected and refracted waves methods data allowed to give a reasonable prediction of the material composition of the cortex within the West and East Black Sea basins, and the shafts sharing them. On the basis of these materials the mechanism of formation of the Black Sea topodepression was defined. The relationship between the features of its formation and formation conditions of sedimentary complexes in regard to the generation and accumulation in these oil-and-gas deposits has been established. At the same time, the avalanche sedimentation processes, when the deposition is carried out at the expense of removal and discharge of large amounts of debris by channeled flows of substances with formation of deltaic and turbidite sediments in the discharge areas, play an important role.

Oil-and-gas-exploration significance of deltaic and turbidite complexes of the continental margin is clearly

demonstrated by the results of seismic studies and drilling during the last 10–15 years in different areas of the oceans. These studies identified and researched the powerful Cretaceous-Cenozoic sedimentary complexes containing delta and turbidite formations, which are associated with the channels unloading, represented by river valleys, related underwater flow ravines, and canyons at the shelf and continental slope. In this case, the formation of this-type sedimentations, the most powerful in scope and extensive in area, is genetically related to long-lived large lowland systems of platform areas. Corresponding examples of similar complexes one could find in other parts of the continental margins of the oceans and some mediterranean and inland seas, where many giant hydrocarbon fields have been found.

References

Amelin N.V. Regional seismic exploration of the deep structure of the Black Sea Trench / N.V. Amelin, M.I. Leonchik, Ye.I. Petrov et al. // *Geology of seas and oceans: proceedings of the XIX International scientific conference (schools) on Marine Geology*. Vol. V. – Moscow: GEOS, 2011. – P. 8–11.

Golovinskiy V.I. Sediment traps for hydrocarbons within the cut of Neozoic deposits in the Russian part of the Black Sea / V.I. Golovinskiy, V.Ye. Grabskaya, B.V. Senin, A.V. Khortov // *Geology of seas and oceans: proceedings of the XVIII International scientific conference (schools) on Marine Geology*. Vol. II. – Moscow: GEOS, 2009. – P. 31.

Senin B.V. New data on the deep structure of the Black Sea Trench / B.V. Senin, M.I. Leonchik, A.V. Khortov et al. // *Actual problems within the development of the fuel-and-energy complex of Russian regions and the ways to overcome them: proceedings of sc. conference*. – Gelendzik: Yuzhmorgeologiya State Scientific Center, 2013. – P. 125–128.

Grinko B.N. Structure of the Shatsky Rise (the Black Sea) according to the results of regional refraction seismic / B.N. Grinko, S.A. Kovachev, A.V. Khortov // *Bulletin of Moscow Society of Naturalists (Geology depart.)*. – 2004. – V. 79. – Is. 3. – P. 3–7.

Khortov A.V. Deep structure and some questions of oil-and-gas potential in relation to the south seas of Russia / A.V. Khortov, Yu.P. Neprochnov // *Okeanologiya*. – 2006. – V. 46. – № 1. – P. 114–122.

Esin P.V. Sheet submarine erosion of paleoslopes in the Black Sea basin / P.V. Esin, V.Ye. Zakharov, D.F. Ismagilov, A.Ye. Shlezinger // *Doklady Akademii Nauk SSSR*. – 1987. – V. 293. – № 6. – P. 1445–1448.

Structure and evolution of the Earth crust and the upper mantle of the Black Sea. – Moscow: Nauka, 1989. – 208 p.

Tugolesov D.A. Tectonics of the meso-neozoic deposits in the Black Sea Trench / D.A. Tugolesov, A.S. Gorshkov, L.B. Meysner et al. – Moscow: Nedra, 1985. – 215 p.

Yanshin A.L. Structural features of the sedimentary jacket of the Black Sea Trench and their significance in relation to the understanding of its formation /

A.L. Yanshin et al. // *Bulletin of Moscow Society of Naturalists (Geology depart.)*. – 1977. – V. 52 (5).

Robinson A.G. *Petroleum geology of the Black Sea* / A.G. Robinson, J.H. Rudat, C.J. Banks, R.L. Wiles // *Marine and Petroleum Geology*. – 1996. – V. 13. – № 2. – P. 195–223.

Starostenko V. *Topography of the crustmantle boundary beneath the Black Sea Basin* / V. Starostenko et al. // *Tectonophysics*. – 2004. – № 381. – P. 211–233.

Garagash I.A. *Nature of the Moho Rise of the deep-water Black-Sea-type sedimentary basins* / I.A. Garagash, A.Ye. Shlezinger // *Bulletin of Moscow Society of Naturalists (Geology depart.)*. – 2006. – V. 81. – Is. 4. – P. 3–6a.

Garagash I.A. *Types of convective cells and the tectonic structures being created by these cells* / I.A. Garagash, A.Ye. Shlezinger // *Bulletin of Moscow Society of Naturalists (Geology depart.)*. – 2006. – V. 81. – Is. 6. – P. 3–86.

Senin B.V. *Oil-and-gas-prospecting objects at the North-Eastern part of the Black Sea* / B.V. Senin, A.V. Khortov // *Oil&Gas Journal Russia*. – 2009. – Is. I–II. – P. 48–53.

Mokshayev T.A. Experience of application and outlooks for development of the offshore oil and gas separation systems / T.A. Mokshayev, S.V. Grekov // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 69–73.

The systems of underwater oil-and-gas separation are concerned to be the promising direction for development of the offshore techniques of hydrocarbons recovery. The deeper and farther from the cost offshore fields are the higher requirements to technological operations, which need to be done under water directly near the wells heads, become. Last 10 years the underwater well products preparation technology has been actively developing. Seabed allocation of production equipment right near the wells heads allows to develop fields more efficiently. Today the underwater separation technology is successfully applied both at the fields just being put into service, and at the fields, where recovery is being done for a long time already. Among the projects concerned with usage of underwater separation plants one can mark out works at the fields of Tordis, Perdido, Marlim, and Pazflor. The depths, where the underwater separators are installed nowadays, vary from several hundreds to 3 thousands meters. The experience of the offshore projects realization shows, that underwater separation technique is mostly attractive for remote and deep-water fields exploration, as, on the one hand, it provides their rapid placing on production, and, on the other hand, rises the oil-and-gas-recovery factor.

For successful exploration of the new fields, located at considerable depths or in difficult environmental and climatic conditions, one needs new technical decisions

related to underwater products preparation. At the same time as applied to development of the technique itself there are two essential factors – the number of projects planned for realization, requiring new technologies, and also the readiness of the operators to participate in the designing of new technologies. It's rather efficient, if an operator partially invests into expensive researches and validation of new technique in order to get the reliable output product, designed with regard of his project requests and at most answering the design conditions. The world experience of offshore fields exploration demonstrates, that the united industrial programs with participation of several oil-and-gas producers will ease an investor making such a decision, as they allow sharing not only expenses but also the future risks.

References

Van Khoi V. *Comparison of Subsea Separation Systems* / V. Van Khoi, R. Fantoft, Ch. Shaw, H. Gruehagen // *Offshore Technology Conference OTC 20080: proceedings*. – 2009.

Schlumberger G.H. *Comparison of multiphase pumping technologies for subsea and downhole applications* / G.H. Schlumberger, G. Falcone, G.L. Morrison // *Oil and Gas Facilities Magazine*. – 2012. – February.

Hannisdal A. *Compact separation technologies and their applicability for subsea field development in deep water* / A. Hannisdal, R. Westra, M.R. Akdim, A. Bymaster, E. Grave, D. Teng // *Offshore Technology Conference OTC 23223: proceedings*. – 2012.

Grekov S.V. On arrangement of simultaneous operations at the sea platforms / S.V. Grekov, O.A. Korniyenko, L.A. Sayfullina // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 74–77.

World practice of accomplishing various works at the offshore oil-and-gas-producing structures shows, that organization and execution of simultaneous operations are especially important for ensuring safety requirements while exploiting marine platforms, and essentially differ from onshore works. The works at the offshore fields are particularly difficult, risky and have more heavy effects in case of an accident occurred due to wrong managerial decisions. Besides, the offshore works become complicated by forced necessity to arrange different technological operations within the limited space of a marine platform and within its safety zone. Thus, rather frequently these works are executed at the same time in close proximity of each other.

In spite of importance of this question, among the standards universally admitted in the offshore oil-and-gas recovery, such as API, ISO, NORSOK, and DNV, there are no documents fully dedicated to the organization of simultaneous operations at the marine platforms. In foreign countries a project operator is responsible for development of requirements to provide safe conduction of simultaneous operations, and

regulates this activity by own in-house documents. In Russia nowadays factually there are no federal standards to regulate the questions of the simultaneous works organization at the marine platforms. Regarding foreign experience it seems appropriate to give priority to creation and implementation of oil-and-gas companies' standards, which will be based on the practice of fields' development. Besides, meaning the limited number of projects being realized by Russian operators, on creating standards it is necessary to analyze offshore experience and regulations of foreign operators.

References

Provisions on safety control within the simultaneous operation at the Prirazlomnaya offshore ice-resistant fixed platform during commissioning of the platform, as well as wells' drilling and operation / Gazprom neft' shel'f LLC.

Management directive 08-435-02. Safety instruction on simultaneous drilling, development and operating of wells at multiple-well platform / Adopt. by Gosgortekhnadzor of Russia Regulation № 14 from March 11, 2002.

Safety regulations 08-623-2003. Safety rules on the exploration and development of oil and gas fields at the continental shelf / Adopt. by Gosgortekhnadzor of Russia Regulation № 58 from June 05, 2003.

OISD-GDN-186. Simultaneous operations in exploration and production industry.

NORSOK D-001. Drilling Facilities. – Rev. 2. – 1998.

NORSOK D-010. Well integrity in drilling and well operations. – Rev. 4. – 2013.

Simultaneous Operations / Chevron U.S.A. Inc. – 2012.

British Petroleum GoM Region Simultaneous Operations (SIMOPS) Safe Work Practice (SWP).

Volterrani G. Saipem S.p.A. methodology for post-trenching and back-filling of the offshore pipelines / G. Volterrani, A. Mania // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 78–81.

The paper analyses the market need for burial operations to protect pipelines. The advantages and disadvantages of traditional methods for sequential pipelines' burial into a preliminary dug trench with its following back-filling are discussed. Original new concept of simultaneous post-trenching and back-filling is presented in details: method advantages and recent track-records are outlined. Some examples of practical application of the new technology at the oil-and-gas fields are given.

References

DNV RP-F107. Risk Assessment of Pipelines Protection / Ed. 2010.

HSE OTH 561. Health and Safety Executive – Offshore Report: Guidelines for Trenching Design of Submarine Pipes.

DNV RP-F110. Global Buckling of Submarine Pipelines. Ch. 8: Buried Pipes, Pipe Cover Design / Ed. 2007.

DNV RP-F109. On Bottom Stability Design of Submarine Pipelines / Ed. 2010.

Whitehouse R. Scour at Marine Structures: A Manual of Practical Applications / R. Whitehouse. – London: Thomas Telford Publications, 1998.

Fabbri S. SiRCoS: pipeline repair beyond diver depth / S. Fabbri, F. Cavallini, R. Giolo, C.M. Spinelli // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 82–91.

SiRCoS (*ital.* Sistema Riparazione Condotte Sottomarine) is a diverless pipeline repair system composed of a suite of tools to perform a reliable subsea pipeline repair intervention in ultra-deep water (depth exceeding 2000 m). Despite the generally high reliability of the trunk lines, a few damages have actually occurred. This indicates, that the availability of means suitable for the prompt restoration of their integrity is a key factor in mitigating the adverse effects on the production continuity.

SiRCoS has been developed for this purpose on the ground of Eni and Saipem companies long lasting experience in deep-water pipelines designing, laying and operating. The key element of SiRCoS is a Connection System comprising two-end connectors, and a repair spool piece to replace a damaged pipeline section. A Repair Clamp with elastomeric seals is also available for pipe local damages. The Connection System is based on pipe cold forging process, consisting in swaging the pipe inside connectors with suitable profile by using high pressure seawater. This technology has been developed through extensive theoretical work, laboratory/workshop testing and shallow water trials at sea, ending in a Type Approval by DNV covering pipe sizes ranging from 20" to 48" OD. Complete SiRCoS systems have been realized for the Green Stream and Medgaz pipelines, while another system is currently being produced for the South Stream pipeline system and possible tests in deep waters.

The paper gives a description of the main features of the Repair System as well as an insight into the technological challenges to be faced for repair works in deep waters or in harsh environment.

References

Bianchi S. The Blue Stream Project // 5th Offshore Mediterranean Conference: proceedings. – 2001.

Kiefner J.F. Guidelines for lowering pipe while in service / J.F. Kiefner, T.A. Wall, N.D. Ghadiali, K. Prabaht, E.C. Rodabaugh – Columbus, Ohio: ASME, Battelle Institute, 1985.

Offshore Standard DNV OS-F101. Submarine pipeline system. – Oslo, Norway: Det Norske Veritas. Chp. 4, 2007.

Mannucci G. Evaluation of material response subjected to high plastic deformation when forged into Saipem submarine repairing system / G. Mannucci, G. Malatesta, R. Brandi, C.M. Spinelli. – ISOPE, 2008.

Amodio D. Digital speckle correlation for strain measurement by image analysis / D. Amodio, G.N. Broggiato, F. Campana, G.M. Negaw. – Experimental Mechanics. 2003. – V. 43. – № 4. – P. 396–402.

Recommended Practice DNV RP-F113. Pipeline subsea repair. – Oslo, Norway: Det Norske Veritas, 2007.

Kazanin G.S. The Arctic-2014 expedition: complex geophysical explorations around the North Pole / G.S. Kazanin, G.I. Ivanov, A.G. Kazanin, A.S. Vasilyev, Ye.S. Makarov // Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 92–97.

In comparison with the previous projects, the main feature of the «Arctic-2014» expedition is execution of the complex geophysical works in order to create geological and geophysical grounds for estimation of the oil-and-gas-presence prospects for the continental shelf beyond the bounds of 200-miles zone of the Arctic Ocean. In course of works the geological-structural interconnections of the sedimentation basins of the near-hillside Vilnitsky trough and adjacent Podvodnikov depression with a shallow-water shelf of the Eastern-Siberian seas were revealed; configurations and dimensions of sedimentation basins, thickness and structure of sedimentations and the structure of the Earth crust, and also the thickness of sedimentary cover at the separate sections of the Amundsen, Nansen, Makarov, Podvodnikov II depressions were determined; sea bottom contour along the survey route was studied.

Mentioned works have been executed since the April 10 till the October 12, 2014. The expedition included the «Akademik Fyedorov», and «Nikolay Trubyatchinsky» scientific vessels, and the atomic-powered ice-breaker «Yamal». The «Akademik Fyedorov» scientific expedition vessel has been specially rearranged for the under-ice seismic surveying. Total amount of complex hydrograph and geophysical survey came to more than 10 thousands kilometers.

For the first time in the central deep-water part of the Arctic shelf the complex research was fulfilled on the own steam of Russian specialists using the geophysical complex specially designed at the Marine Arctic Geological Expedition OJSC.

References

Alekseev S.P. OJSC «GNINGI» bathymetric research in the Central Arctic / S.P. Alekseev, A.F. Zen'kov, S.B. Kursin, K.G. Stavrov // Navigatsiya i gidrografiya. – 2010. – № 30. – P. 9–17.

Alekseev S.P. Surface-vessel hydrographic research in the Central Arctic Basin with a view to substantiate an external border of Russian continental sea shelf / S.P. Alekseev, I.F. Glumov, A.A. Ledovskikh, K.G. Stavrov et al. // Proceedings of the XIV Russian Geographic Society Congress Conference, December 11–14, 2010, Saint-Petersburg. – Saint-Petersburg: Russian Geographic Society Publishers, 2010. – P. 101–110.

Ledovskikh A.A. Complex research for substantiation of the external boarder of Russian continental sea shelf in the Arctic Ocean / A.A. Ledovskikh, I.F. Glumov, S.P. Alekseev, K.G. Stavrov, A.V. Morozov, J. Gagliardzhi // Proceedings of 10th International conference and exhibition on the exploration of oil and gas recourses in the Russian Arctic and at the continental sea shelf of SIS countries. – Saint-Petersburg: Khimizdat, 2011. – P. 291–297.

Shkatov M.Yu. The first Russian well at the bottom of the Arctic Ocean / M.Yu. Shkatov, G.I. Ivanov // Okeanologiya. – 2013. – V. 53. – № 4. – P. 569–572.

Glumov I.F. A Challenge in the Arctic. Bathymetric Survey for Delineation of the Extended Continental Shelf of the Russian Federation / I.F. Glumov, A.F. Zenkov, D.M. Zhilin // Hydro international. – 2012. – № 1. – P. 27–30.

Ivanov G.I. Marine geophysics on the up-to-the-minute level / G.I. Ivanov // Neft'. Gaz. Novatsii. – 2014. – № 1. – P. 28–30.

Kazanin G.S. Innovation technique as a basis of stable development of Marine Arctic Geologic Expedition (MAGE OJSC) / G.S. Kazanin, G.I. Ivanov // Razvedka i okhrana neдр. – 2014. – № 4. – P. 3–7.

Dianskiy N.A. Simulation of the hydrometeorological characteristics for the Kara and the Pechora seas and calculation of drifts nearby the western cost of the Yamal Peninsula / N.A. Dianskiy, I.M. Kabatchenko, V.V. Fomin, V.V. Arkhipov, A.S. Tsvetinskiy // Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 98–105.

A system for modelling the hydrometeorologic parameters of the Kara and Pechora seas, realized in the Federal State Budgetary Institution «N.N. Zubov State oceanographic institute» (FSBI «SOI») is presented. It includes the following calculations: of atmospheric impact according to WRF (Weather Research and Forecasting) model; of the flows, level, temperature, sea water and sea ice salinity according to INMOM (Institute Numerical Mathematics Ocean Model); of parameters of motions according to the Russian atmospheric wave model. The used models were verified by the results of measurements, which had been conducted in course of the marine expeditionary explorations of SOI in 2011–2012.

The retrospective calculations of thermal hydrodynamic characteristics of the Kara and Pechora seas within the period of 2003–2012 are done. Regarding the aquatory adjacent to the western coast of the Yamal peninsula, the models of carrying and suspended detrita structure forming are realized. Both models are verified in accordance with the data of the long-term expeditionary observations. As a result the structure characteristics and the detrita flow values, and also the variability of the undersea bank vault relief near the western coast of the Yamal peninsula have been calculated.

Obtained characteristics well correspond to the data of field observations within the expeditionary works at the Baydaratskaya and Ob bays, and around the Harasavey field. Regarding the last aquatory the along-shore flows of carrying detrita and the distribution of suspended detrita have been calculated with reference to the iceless periods of 2009–2012. For the same years the driftness in the area of the Harasavey access channel is estimated. Drift of the access channel and erosion of soil at the undersea Harasavey field extension are revealed. On the whole in the channel the sedimentation of silt detritus is detected.

References

Leontyev I.O. Offshore dynamics: waves, currents, deposits drifts / I.O. Leontyev. – Moscow: Geos, 2001. – 272 p.

Dianskiy N.A. Simulation of ocean circulation and studies of its reaction to short- and long-period atmospheric influences / N.A. Dianskiy. – Moscow: Fizmatlit, 2013. – 272 p.

Dianskiy N.A. Reproduction of the Kara and Pechora seas circulation using the system for real-time diagnosis and forecast of sea dynamics / N.A. Dianskiy, V.V. Fomin, I.M. Kabatchenko, V.M. Gruzinov // *Arktika: ekologiya i ekonomika*. – 2014. – № 1 (13). – P. 57–73.

Kabatchenko I.M. Simulation of wind and waves during the secondary thermal cyclones at the Black Sea / I.M. Kabatchenko, G.V. Matushevskiy, M.V. Reznikov, M.M. Zaslavskiy // *Meteorologiya i gidrologiya*. – 2001. – № 5. – P. 61–71.

Dianskiy N.A. Characteristics of pollutions spreading at the northwestern part of the Pacific Ocean / N.A. Dianskiy, A.V. Gusev, V.V. Fomin // *Isvestiya RAN. Fizika atmosfery i okeana*. – 2012. – V. 48. – № 2. – P. 247–266.

Nikitin M.A. Identification of polar cyclones above the Kara Sea waters using hydrodynamic modelling / M.A. Nikitin, G.S. Rivin, I.A. Rosinkina, M.M. Chumakov // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 106–112.

Polar cyclone is a small, but very intensive cyclone, being formed above a sea northward a polar front. The horizontal scale of polar cyclones varies from 200

to 500 km, and wind velocity, while they are passing, rises up to storm values, endangering marine operations and normal exploitation of the offshore oil-and-gas fields' facilities.

The article tells about the application of a COSMO-Ru atmospheric model with a grid pitch of 2,2 km for studying of the polar cyclones. The model has reproduced birth of a polar cyclone southward the Spitsbergen and its development over the Barents Sea. On March 26, 2014 at 14:00 UTC this cyclone entered the waters of the Kara Sea. While it was passing the Barents Sea waters, wind velocity (with smoothing of 10 s) has exceeded 2,5 m/s, and gust velocity has reached 40 m/s. It is shown, that mechanical trajectory essentially depends on the forecast-time interval. In the forecast done on March 25 at 00:00 UTC the COSMO-Ru model reproduced genesis of the cyclone with the forecast-time interval of 21 hours. Forecast of March 25 at 12:00 UTC has essentially refined trajectory of the polar cyclone. Forecast on March 26 at 00:00 UTC did not give such large-scale corrections.

Comparative analysis of the vertical wind profiles, acquired as a result of simulation, and the profiles, calculated according to the ISO 19901 procedures, is carried out. The acquired results call into question applicability of standardized methods for gust velocity calculation, commonly used for engineering surveys. To verify derived data the results of observations at coastal hydrometeorologic stations, and the images done by means of MODIS spectroradiometer were used. The COSMO-Ru model somewhat underestimates wind velocity, but on the whole modelled data and the results of observations match well enough.

References

Rasmussen E. Polar lows: mesoscale weather systems in the Polar regions / E. Rasmussen, J. Turner. – Cambridge, UK: Cambridge university press, 2003.

Günther H. Workshop on polar lows / H. Günther, S. Øyvind // *Bulletin of The American Meteorological Society (BAMS)*. – 2013. – V. 94. – Is. 9. – P. ES123–ES126.

Noer G. Dates and positions of polar lows over the Nordic seas between 2000 and 2010: met. report № 16/2010 / G. Noer, T. Lien. – Oslo, Norway: The Norwegian Meteorological Institute, 2010. – 6 pp.

Gunnar N. A climatological study of polar lows in the Nordic Seas / N. Gunnar, S. Øyvind, L. Trond, G. Yvonne // *Quart. J. of Roy. Meteor. Soc.* – 2011.

Brummer B. A Polar low pair over the Norwegian Sea / B. Brummer, G. Muller // *Mon. Wea. Rev.* – 2009. – № 137. – P. 2559–2575.

Shapiro M.A. Research aircraft measurements of a polar low over the Norwegian Sea / M.A. Shapiro, L.S. Fedor, T. Hampel // *Tellus*. – 1987. – № 39A. – P. 272–306.

Kristjansson J.E. The Norwegian IPY-THORPEX. Polar lows and Arctic fronts during the 2008 Andøya campaign / J.E. Kristjansson, I. Barstad, T. Aspelien,

I. Førre et al. // *Bulletin of The American Meteorological Society (BAMS)*. – 2011. – № 92 (11). – P. 1443–1466.

Førre I. The full life cycle of a polar low over the Norwegian Sea observed by three research aircraft flights / I. Førre, J. E. Kristjánsson, Ø. Sætra, Ø. Breivik, B. Røsting, M. Shapiro // *Quart. J. of Roy. Meteor. Soc.* – 2011. – № 137. – P. 1659–1673.

Førre I. A 'hurricane-like' polar low fuelled by sensible heat flux: high-resolution numerical simulations / I. Førre, J.E. Kristjánsson, E.W. Kolstad, T.J. Bracegirdle, Ø. Sætra, B. Røsting // *Quart. J. of Roy. Meteor. Soc.* – 2012. – № 138. – P. 1308–1324.

Kolstad E.W. Marine cold-air outbreaks in the future: an assessment of IPCC AR4 model results for the Northern Hemisphere / E.W. Kolstad, T.J. Bracegirdle // *Climate Dynamics*. – 2008. – № 30 (7–8). – P. 871–885.

ISO 19901-1:2005. Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating considerations.

Mironyuk S.G. Geological hazards of developed fields at the eastern continental shelf of Sakhalin: identification and principals of mapping / S.G. Mironyuk // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 113–117.

Last years the offshore subsea pipelines, production units, and operational platforms progress more and more due to the active development of the offshore gas, oil, and gas-condensate fields at the northern-east shelf of Sakhalin. To provide safety of the subsea offshore facilities it's necessary to estimate geological hazards around their locations.

Estimation of geological hazards is a part of general hazards and risks estimation procedure with reference to every large-scale capital investment project of oil-and-gas objects construction. It is an interdisciplinary task, meaning both technical (strength and steadiness calculations) and geological aspects. Procedure for geological hazards estimation includes such stages as validation of goals, tasks, methods of estimation, and criteria of acceptable failure probabilities for the offshore structures, hazards identification.

Analysis of the released research results of the projects for Eastern Sakhalin offshore fields development (Chayvo, Lunskeye, Kirinskoye etc.) let compile the following list of geological hazards revealed at the mentioned region: earthquakes, fissures, detrita and detrita fields, erosion, outlets of bedrocks, heterogeneity of foundation bed, sand waves, paleovalleys, gas-saturated soils, gas blisters etc. On the basis of quality methods the next geological hazards were chosen as the prior ones: earthquakes and their secondary effects (soil dilution and tsunami), and also gas shows (gas blisters with the anomalous high seam pressure). Criteria

for geological hazards ranging are the possible effects of their impact on the constructions (accidents, incidents, defects). Inventory map, reflecting locations of different geological hazards, and maps of bottom surface zoning according to the extent of geological hazard have been compiled.

References

Mironyuk S.G. Experience of integrated assessment and large-scale land zoning of the north-eastern shelf of the Black Sea on geologic hazard of linear objects construction / S.G. Mironyuk, V.V. Markaryan, S.K. Shelting // *Ingenernye izyskaniya*. – 2013. – № 13. – P. 46–57.

Mironyuk S.G. Marine engineering survey and assessment of subaqual geological processes menace / S.G. Mironyuk // *Ingenernye izyskaniya*. – 2014. – № 4. – P. 60–64.

Astafyev V.N. Ridges and stranded hummocks of the Sea of Okhotsk / V.N. Astafyev, G.A. Surkov, P.A. Truskov. – Saint-Petersburg: Progress-Pogoda, 1997. – 197 p.

Beloshapnikov A.V. Accumulative forms of the north-eastern Sakhalin coastal area and shelf / A.V. Beloshapnikov, A.I. Gordin, V.V. Ilin, V.F. Putov // *Mankind and coastal area of the World ocean in XXI century*. – Moscow: GEOS, 2001. – P. 126–140.

Koff G.L. Assessment of tsunami and seismic risks in coastal zones of Sakhalin region / G.L. Koff, B.V. Levin, Ye.N. Morozov, O.V. Barsukova. – Moscow; Yuzhno-Sakhalinsk, 2005. – 61 p.

Polomoshnov A.M. Stranded hummocks exploration at the shelf of Northern Sakhalin / A.M. Polomoshnov, V.N. Astafyev, S.V. Zemlyuk // *Proceedings of the 2^d ISOPE European Offshore Mechanics Symposium (ISOPE EUROMS-99): Pipelines*. – Moscow, 1999. – P. 85–88.

Rogozhin Ye.A. Outlines of regional seismotectonics / Ye.A. Rogozhin. – Moscow: IPE RAS, 2012. – 340 p.

Tarakanov R.Z. Seismicity, deep structure and seismic hazard of the Kuril-Okhotsk region / R.Z. Tarakanov: thes. ... d-r. dg. in phys. and math. (in a form of a scien. rep.). – Yuzhno-Sakhalinsk: Institute of marine Geology and Geophysics, FEB RAS, 2006. – 76 p.

Shakirov R.B. Morphotectonic control of methane flows at the Sea of Okhotsk / R.B. Shakirov, A.I. Obzhirov // *Podvodnye issledovaniya i robototekhnika*. – 2009. – № 1 (7). – P. 31–39.

Mironyuk S.G. Subsea winning complexes as a promising way of shelf gaseous condensate extraction. Technologies and risks / S.G. Mironyuk, O.A. Pimenov, O.A. Poryadina, N.O. Khozyainova // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2014. – December (№ 715). – P. 28–33.

Mironyuk S.G. Experience of geophysical methods application for sea geologic hazards identification / S.G. Mironyuk, S.M. Kleshchin // *GeoInzhiniring*. – 2010. – № 1. – P. 48–54.

Mironyuk S.G. Experience of seismic microzoning of sites for sea shelf pipeline and winning facilities

construction / S.G. Mironyuk // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2014. – Special issue: Industrial safety and fire protection of gas industry objects (№ 712). – P. 113–119.

Mironyuk S.G. Assessment of grounds liquescency at the sites of sea pipelines and winning complex construction in the districts of north-western and north-eastern shelf of Sakhalin / S.G. Mironyuk, S.V. Manzhosov, V.Yu. Ionov // *Ingenernye izyskaniya*. – 2011. – № 6. – P. 6–14.

Mironyuk S.G. Gas-saturated sea grounds and natural outgassing of hydrocarbons: rules of expansion and risks for artificial assemblies / S.G. Mironyuk, V.P. Otto // *Georisk*. – 2014. – № 2. – P. 8–18.

Mironyuk S.G. Localization of gas accumulation subsurfaces (gas blisters and pipes) by means of geophysical methods and assessment of their harmfulness for sea facilities / S.G. Mironyuk // *TEK. Bezopzsnost*. – 2013. – № 2. – P. 74–79.

Chumakov M.M. Estimation of ice-bound conditions in the waters of the Sea of Okhotsk near the western cost of Sakhalin using spectroradiometric data of remote sensing / M.M. Chumakov, K.V. Luzhkova // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 118–123.

The shelf of Sakhalin is rich of hydrocarbons reserves, and nowadays they are being intensely developed. Today the most actual issue is development of the Kirinskoye prospective licensed site in the shelf at the eastern part of island. In case of exploration and development of these fields the main difficulty is heavy ice conditions. In this regard the detailed information on ice performance in the studied aquatory is needed. However, collection of all the necessary data by means of expeditions and ship observations only is impossible, as it'll require huge financial and time expenditures.

The article suggests using satellite spectroradiometric images for monitoring of ice conditions and determination of ice performance parameters necessary for design of arrangement facilities. Processing of such images can give information about the presence and the type of ice, width of the fast ice, location of the drifting ice border, drift velocity, and dimensions of the ice fields.

Authors developed and described technology for generation of the synthesized RGB-image with spatial resolution of 250 m/pixel. Images are generated directly according to the results of measurements made by means of MODIS spectroradiometer. For the first time in order to determine ice performance parameters in the waters of the Sakhalin shelf the digital archive of nearly 200 images, generated within the period of 2007–2014 according to radiometric survey data, has been created. Analysis of the archived images enabled acquisition of reliable information on ice environment of the studied aquatory, and revealed the peculiarities

of ice performance at the shelf near the eastern coast of Sakhalin.

References

Guide of Climatological practices. – Geneva: WMO, 2011. – № 100.

Barbieril R. Draft of the MODIS level 1B algorithm theoretical basis document version 2.0 [ATBMOD–01] / R. Barbieril, H. Montgomery, S. Qiu, B. Barnes, D. Knowles Jr., N. Che, I.L. Goldberg: SAIC/GSC MCST Document. – 1997. – February 13. – 70 p.

Gumley L. Creating reprojected true color MODIS images: tutorial. Version 1.0.2 / L. Gumley, J. Descloitres and J. Schmaltz. – 2010. – January 14.

Franz B.A. MODIS land bands for ocean remote sensing applications / B.A. Franz, P.J. Werdell, G. Meister, E.J. Kwiatkowska, S.W. Bailey, Z. Ahmad, C.R. McClain // *Proc. Ocean Optics XVIII*, 9–13 October 2006. – Montreal, Canada, 2006.

Chumakov M.M. Procedure for high-resolution satellite images processing to evaluate the characteristics of ice conditions and the influence of ice sheet variability on the North Caspian Sea waters dynamics / M.M. Chumakov, O.I. Zilbershteyn, A.L. Lobov, S.K. Popov, M.V. Shatunova // *RAO/CIS Offshore 2007 Proceedings*. – Saint-Petersburg, 2007.

Luzhkova K.V. Determination of ice sheet characteristics for water areas of the western part of the Kara Sea and the Obsko-Tasovsky region according to the radar and spectroradiometric data of Earth remote sensing / K.V. Luzhkova, M.M. Chumakov // *Vesti gazovoy nauki: Modern approaches and prospective techniques within the exploration projects of Russian sea-shelf oil-and-gas fields*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 3 (14). – P. 113–118.

Naumov M.A. Identification of winter fast ice motion and development of calculation scenario for the frozen-in ice floes influence upon a sea platform related to the Gulf of Ob conditions / M.A. Naumov, D.A. Onishchenko, M.M. Chumakov // *ROOGD-2012 proceedings*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2012. – P. 480–493.

Vermote E.F. Atmospheric correction algorithm: spectral reflectances (MOD09). Version 4.0 / E.F. Vermote, A. Vermeulen / NASA contract NAS5-96062. – April, 1999.

Onishchenko D.A. Modelling of the turn at rest for a vessel-type floating structure with an inner gun ring in conditions of close ice / D.A. Onishchenko, A.V. Marchenko // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 124–132.

At present it is considered, that usage of floating structures for the oil-and-gas fields exploration at the aquatories with ice cover in the Arctic and other seas with heavy ice environment is technically realizable only subject to measures for decreasing of ice loads.

As one of perspective conceptions the application of the vessel-type floating platforms (floating production units, FPU) is being discussed, including the versions with one-point anchor system and in-corps-located ring mount. The mentioned concept supposes the ability of a vessel to make a rather quick turn on the spot in conditions of highly close ice in order to provide orientation against current and expected directions of ice drift. Detailed physical and mathematical modelling of this problem needs to consider a large number of factors, many of which are quite indeterminate.

In the article the vessel turn on the spot is analyzed within the framework of rather easy engineering models, at the same time an ice resistance coefficient is being concerned in form of ice load, distributed along the vessel boards. Analysis shows, that the consolidated ice efficiently obstructs the active vessel turning, being done with the help of a system of propellers. The corps of the vessel has to move transversely, and it is not advantageous in respect to ice core destruction. So, the propellers power, which is necessary for overcoming of ice resistance, can't be provided. It is demonstrated, that in case of heavy ice and high consolidation of ice core, and especially in conditions of compression the FPU propellers are not able to provide turning with necessary velocity. In such a situation the turning vessel for a comparatively long time can be oriented crosswise the direction of ice drift. In this time a fixing point of anchor chains and raisers will have time to shift for a considerable distance, which could lead to overloading of the position-keeping system, and to breakdown of risers. The simple estimations of maximum confining force value during the passive turn of vessel in drifting ice environment are obtained. The estimations show, that loads in the position-keeping system seriously exceed the corresponding values, when the vessel is oriented against the ice drift. That's why design of a position-keeping system for an FPU with account of only those loads, which answer this particular case, could be inadequate.

References

Bonnemaire B. Challenges related to station-keeping in ice / B. Bonnemaire, A. Jensen, O.T. Gudmestad, T. Lundamo, S. Løset // Proc. of 9th annual INTSOK Conference. – Houston, Texas, 2007.

Riska K. Station keeping in ice – challenges and possibilities / K. Riska, E. Coche // Proc. of 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.

Blagovidov L.B. Ice-resistant turret-based mobile drilling unit with the wedge-shaped hull approximating ship form (wedge-shaped ship) / L.B. Blagovidov, M.V. Kovalyov, I.L. Blagovidova, L.V. Kolchenko, V.F. Lensky // Proc. of 32nd Int. Conf. on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE 2013). – Nantes, France, 2013.

Kovalyov M.V. Model testing of turret-based drill ship in ice conditions / M.V. Kovalyov, A.A. Dobrodeev, I.L. Blagovidova, K.Ye. Sazonov, L.V. Kolchenko,

N.Yu. Klementieva, L.B. Blagovidov // Proc. 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.

Rossiter C. Drift direction changes and implications for sea ice management / C. Rossiter, R. McKenna // Proc. of 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.

Tarovik V. Ships for the production fleet of the oil-and-gas fields: a drillship / V. Tarovik // Neftegaz.ru. – 2013. – Is. 3. – P. 46–48.

Haase A. DYPIC – dynamic positioning in ice – first phase of model testing / A. Haase, S. van der Werff, P. Jochmann // Proc. of OMAE 2012. – Rio de Janeiro, Brazil, 2012.

Metrikin I. Experimental and numerical investigation of dynamic positioning in level ice / I. Metrikin, S. Kerkeni, P. Jochmann, S. Løset // Proc. of OMAE 2013. – Nantes, France, 2013.

Neville M. Influence of modeling full scale based managed ice conditions in DP ice model tests / M. Neville, J. Brown, E. Martin, A. Keinonen, F. Efraimsson, G. Liljeström // Proc. of 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.

Aksnes V. Analysis of the behavior of a moored ship in variable ice drift / V. Aksnes, B. Bonnemaire // Proc. of 20th Int. Conf. POAC. – Lulea, Sweden, 2009.

Tsarau A. Numerical studies of floating structures in broken ice / A. Tsarau, R. Lubbad, S. Løset // Proc. 22nd Int. POAC Conf. – Espoo, Finland, 2013.

Lubbad R. A numerical model for real-time simulation of ship-ice interaction / R. Lubbad, S. Løset // Cold Regions Science and Technology. – 2011. – № 65. – P. 111–127.

Ewida A. Terra Nova structural design approach, model testing and computer models / A. Ewida, G. Lever, S. Power // Proc. of 4th Structural Specialty Conference of the Canadian Society for Civil Engineering. – Montréal, Québec, Canada, 2002.

Shtokman project. Self-propelled ice-resistant floating production unit (FPU) as a unique technology of the Future // SOZVEZDYE review. – 2011. – Is. 13. – P. 12–13.

Azipod® VI propulsion. – Helsinki, Finland: ABB Oy, Marine, 2010. – <http://www.abb.com/marine>.

Rules for the classification and construction of sea vessels. – Saint-Petersburg: Russian Maritime Register of Shipping, 2015.

Wright B. Full Scale Experience with Kulluk Stationkeeping Operations in Pack Ice: PERD/CHC Report 25–44 / B. Wright. – Ottawa, Canada: Canadian Hydraulics Centre: National Research Council of Canada: B. Wright & Associates Ltd., 2000. – 142 p.

Palmer A. Arctic Offshore Engineering / A. Palmer, K. Croasdale. – Singapore: World Scientific, 2013. – 357 p.

Marchenko A.V. A dynamic model of ice ridge build up / A.V. Marchenko, A. Makshtas // Cold Regions Science and Technology. – 2005. – V. 41/3. – P. 175–188.

Marchenko A.V. Modelling of ice piling up near offshore structures / A.V. Marchenko // Proc. of 20th

IAHR Symposium on Ice. – Lahti, Finland, 2010. – CD paper 014.

Croasdale K.R. Ice Forces on Fixed Rigid Structures / K.R. Croasdale // IAHR Working Group On Ice Forces On Structures: CRREL Special Report 80–26 / T. Carstens (Edt.). – Hanover, N.H.: CRREL, 1980. – P. 34–106.

Goldstein R.V. Ice rubble. Modeling of the process: preprint / R.V. Goldstein, D.A. Onishchenko, N.M. Osipenko, P.S. Shushpannikov, M.A. Naumov. – Moscow: IPMech RAN, 2013. – № 1055. – 51 p.

Lawrence K.P. Load prediction for a moored conical drillship in level unbroken ice: a discrete element and experimental investigation: thesis PhD in civil engineering / K.P. Lawrence. – Ontario, Canada: University of Waterloo, 2009. – 329 p.

Løset S. Icebreaking buoy in arctic waters / S. Løset, J.V. Aarsnes // Proc. of 9th Int. RAO/CIS Offshore Conf., September 15–18, 2009. – Saint-Petersburg: Khimizdat, 2009. – V. 1. – P. 138–143.

Zhuravel' V.I. Practical questions of failure rate accounting for offshore wells / V.I. Zhuravel', I.V. Zhuravel', M.N. Mansurov // Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 133–141.

Uncontrollable blowouts from wells are the most dangerous source of the oil pollution for marine environment. While elaborating plans for prevention and liquidation of spills one must consider the value of maximum estimated spill, which is three-day volumetric oil discharge of one flowing well with maximum production rate according to design documentation. So, now the projects for development of the offshore oil-and-gas fields are to determine not only the operational production rates of wells, but also their maximum values in case of flowing.

The article discusses practical ways to estimate frequencies and amounts of the blowouts subject to function of a well, stage of field development, types of works being executed, and accident condition of a well. Taking into consideration, that in most cases there is no copious information on all the influencing parameters, it is suggested to use statistical estimations of frequency and duration for well leakage and blowouts.

Realization frequencies for different scenarios of accidents could be provided with statistical data processing. It is suggested to calculate blowouts intensity according to the engineering procedures, based on the quasi-stationary approximation of the formation fluid flow by columns or inter-column space from the bottom of a well or a point of column leakage to surface (formation fluid can arrive either to atmosphere, if a blowout occurs at the offshore facility, or to a bottom level with corresponding pressure in case of undersea blowouts). To that end some computer codes

have been developed. They enable quick imitation and comparison of different blowout scenarios for oil and gas wells, and research of relations between gained values and indeterminate parameters of emissive stratum behavior.

Authors hope, that suggestions and developed programs will find practical applications for design validation of oil amounts in course of planning of measures for liquidation of the oil and gas condensate spills at the continental shelf of Russia.

References

Regulations on provision of prevention and liquidation of oil and oil derivatives spills at the continental shelf of Russian Federation, within inland marine waters, within the territorial sea and the contiguous zone of Russian Federation / App. by the RF Governmental Order № 1189 of 14.11.2014.

Zhuravel V.I. Accident rate at the offshore wells. Modern state of quantitative assessment of risks of possible emissions / V.I. Zhuravel, I.V. Zhuravel // Oil and Gas Journal Russia. – 2013. – № 12.

Holland P. Deepwater kicks and BOP performance: SINTEF report STF38 A01419 / P. Holland. – Trondheim, Norway: SINTEF-MMS, 2001.

OREDA offshore reliability data handbook 2015. V. 2: Subsea Equipment. – 6th ed. – Trondheim, Norway: SINTEF-NTNU, 2015.

QRA data directory. blowout frequencies. – Brussels; London: International Association of Oil&Gas Producers (OGP), 2010.

Nichol J.R. Risk assessment of temporarily abandoned or shut-in wells: final report for MMS / J.R. Nichol, S.N. Kariyawasam. – Edmonton, Alberta, Canada: C-FER Technologies, 2000.

Mironyuk S.G. Gas-saturated sea grounds and natural outgassing of hydrocarbons: laws of distribution and risk for engineering structures / S.G. Mironyuk, V.P. Otto // Georisk. – 2014. – № 2.

Holland P. Offshore blowouts: causes and control / P. Holland. – Houston, TX: Gulf Publishing Co., 1997.

Risk Assessment Directory. Blowout frequencies: OGP Report 434-2. – Brussels; London: International Association of Oil&Gas Producers (OGP), 2010.

Malevanskiy V.D. Hydrodynamic calculations for regimes of damping the gushers in the oil and gas wells / V.D. Malevanskiy, Ye.V. Shebestov. – Moscow: Nedra, 1990.

Gazprom Standard 2-2.3-400-2009. Technique of analysis of risk for hazardous industrial objects of gas enterprises of Gazprom OJSC.

Jodestol K.A. Achieving an industry standard in the assessment of environmental risk: oil spill risk management and the MIRA method / K.A. Jodestol et. al. // Proc. of Int. Oil Spill Conference. – 2001.

Assessment of the risk of pollution from marine oil spills in Australian ports and waters: report for Australian Maritime Safety Authority. – London: Det Norske Veritas Ltd., 2011.

Marichev A.V. Impact of unfavorable environmental conditions on oil spill response operations in freezing seas / A.V. Marichev // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 142–144.

Security of works is one of the main priorities in explorations of oil-and-gas fields at Russian continental shelf. Severe conditions of Arctic plus almost absolute absence of infrastructure make especially difficult oil spills response (OSR). The article describes regional and local OSR systems in the Barents and the White seas. It is shown, that, regarding facilities of the oil-and-gas industry and transport, the efficient rescue units have been created, but their responsibility is limited with small aquatories, and resources of the state rescue service can't provide necessary extent of safety along the rather extensive routs of oil transportation.

In November, 2014, the new normative criteria regarding maximum design amounts of oil spills at the offshore oil-and-gas constructions were adopted. It brought Russian regulatory legal base in mentioned industrial sector closer to the international principals of OSR planning and arrangement. It's important, that almost all the site OSR systems have been designed on the grounds of old normative criteria, and it could be a reason for revision of accepted decisions.

Separately the questions of unfavorable weather impact to OSR operations are studied. It is demonstrated, that insufficient visibility (polar night), wind, fog, snow-fall can materially complicate and even stop OSR operations. According to preliminary estimations, 5–7 days a month at the Prirazlomnoye field the readiness of the site system to respond the oil spill essentially goes down due to the weather conditions. Problems of OSR operations in unfavorable weather conditions are almost not reflected in the normative base as well as local OSR plans. That is why authors recommend detailed analysis of execution possibility and efficacy of operations for different combinations of unfavorable environmental parameters, while working out local OSR plans.

References

Mansurov M.N. Planning of operations on prevention and response to the oil spills for the Prirazlomnoye oil field / M.N. Mansurov, A.V. Marichev, I.M. Yefremkin // *Arktika: ekologiya i ekonomika.* – 2011. – № 2. – P. 36–41.

Main requirements for development of plans on prevention and response to the emergency spills of oil and oil products / Approved by the RF Government Decree № 613 dated August 21, 2000.

Provision regulations for prevention and response to the spills of oil and oil products at the territory of Russian Federation / Approved by the RF Government Decree № 240 dated April 15, 2002.

On arrangement of prevention and response to the spills of oil and oil products at the continental shelf of Russia, within the inland marine waters,

in the territorial sea and contiguous zone of Russian Federation: RF Government Decree № 1189 dated November 14, 2014.

Marichev A.V. Readiness to respond possible oil spills at the Prirazlomnoye oil field / A.V. Marichev, I.M. Yefremkin, M.A. Rogozin, L.K. Khmarinov // *Rogtec.* – 2013. – № 5. – P. 98–108.

Marichev A.V. Prevention and response to the sea oil spills: plans and practice / A.V. Marichev // *Russian offshore oil and gas development: the Arctic and the Far East (ROOGD): proced. of int. conf.* – Moscow, 2014.

Nikitin P.B. On the new economic conditions of the offshore hydrocarbons fields development / P.B. Nikitin, P.P. Nikitin, I.A. Zyuzina, Ye.V. Strechen' // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 145–150.

Nowadays, every main initial component of the economic evaluation of the offshore hydrocarbon fields has been radically changed, including the strike prices, expenses of fields exploration, taxes and payments system. The observed considerable fall of the world oil prices do not influence only the oil export efficacy. It provokes a rather wide system effect, as the world oil prices, as a rule, correspond with the export gas prices and so influence the efficacy of export gas supplies.

Currently, we almost do not have a representable data base on expenses at the native offshore fields. At the early stages the program products adjusted to Russian conditions may be used. Basing on the foreign experience their algorithms consider local peculiarities and capacity of Russian manufacturers when determining standard indicators of capital, variable, and abandonment costs. It enables to calculate all the potential expenditures reasoning from a given system of field exploration and development in order to provide further evaluation of investments efficiency.

One of the most important economic aspects of the offshore fields' exploration is taxation. Majority of oil-and-gas-bearing shelf objects belong to the rank of new offshore fields. For different categories of new offshore fields special terms are determined as a subject of the time intervals and calendar deadlines. In order to perfect the system of raw hydrocarbons recovery taxation a classification of new offshore fields has been legalized.

References

Guidelines on assessment of capital investment projects efficacy. – 2^d ed. – Moscow: *Ekonomika*, 2000 – 421 p.

Tax Codex of the Russian Federation. P. 2 / ed. of December 29, 2014.

Nikitin P.B. The main principles of development of the Gazprom OJSC long-term program on hydrocarbons exploration at the Russian sea shelf / P.B. Nikitin, P.P. Nikitin, I.A. Zyuzina, E.N. Malyukina // *Gazovaya promyshlennost'.* – 2011. – Special issue. – P. 35–37.

Gazprom Standard 2-3.7-320-2009. Regulations on execution of design documentation concerning the exploration of sea oil, gas and oil-and-gas condensate fields. – Moscow: Gazprom expo, 2009 – 96 p.

Nikitin P.B. Assessment of efficacy of investments into the Russian shelf gas fields exploration in modern conditions / P.B. Nikitin, P.P. Nikitin, I.A. Zyuzina // *Mineralnye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie.* – 2013. – № 2. – P. 12–19.

Nikitin P.B. Considering prospective economic conditions while designing the exploration of sea hydrocarbons fields / P.B. Nikitin, P.P. Nikitin, I.A. Zyuzina, Ye.V. Bazhanov // *Vesti gazovoy nauki: Modern approaches and prospective techniques within the exploration projects of Russian sea-shelf oil-and-gas fields.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 3 (14). – P. 29–35.

Ibragimov I.E. Flow sheets of the offshore well products preparation / I.E. Ibragimov, S.A. Trudov // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 151–154.

In future the Arctic shelf can become the main source of oil and gas for Russia and integral world community. But the exploration of Arctic territories is complicated by the number of factors, such as: extreme environment, including low temperatures, strong winds, and ice cover in the waters of the Arctic seas. In conditions of Arctic shelf the application of the above-water technologies for survey and recovery of hydrocarbons can become impossible or ineffective. Regarding this fact the most prospective are the subsea fields with underwater completion of wells with sea-bottom-located heads. In some cases the severe climate of the Arctic shelf determines the uncontested usage of the subsea recovery.

Considering the importance of the mentioned task, authors aimed at examining the possibility to develop such a flow sheet for subsea recovery, which would provide complete preparation of well product with its one-phase transportation. It is suggested to use a typical undersea site arrangement scheme like an analog for subsea site in the hard-to-reach regions of the Arctic shelf.

References

Tolstov S.S. Submarine technology of hydrocarbons recovery as a key factor for exploration of Arctic offshore resources / S.S. Tolstov, D.A. Mirzoev, I.E. Ibragimov // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2011. – Special issue № 661: Offshore hydrocarbons recovery.

Subsea «factory» in size with a football ground // *Web-magazine about Norway.* – <http://norginfo.com/biznes/novie-tehnologii-ekologiya/1282-podvodnaya-fabrika-razmerom-s-futbolnoye-pole>.

Gazprom Recommendations 2-3.7-666-2012. Designing the equipment for submarine gas-producing complex. Submarine block for processing the output of wells with production lines of low-temperature separation.

Safonov V.S. Methodical aspects of analyzing the subwater gas pipelines emergency processes / V.S. Safonov, A.V. Melnikov, S.V. Ganaga // *Vesti gazovoy nauki: Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015. – № 2 (22). – P. 155–163.

In the article the methodic features of modelling the hydrodynamic and heat-and-mass-exchange processes within the accidents at the subsea gas pipelines are discussed conformably to a procedure of operating risk analysis. Succession of accident development stages is shown, including: destruction of a pipe body with terminal velocity and forming of compression waves in aqueous media; gas jet intrusion into the aqueous media and its disintegration; constitution of gas-liquid plum and its outcropping subject to kinetic and buoyancy forces; propagation of the explosive and fire-dangerous gas in the atmosphere. Paying attention to the fact, that at prediction of accident after-effects the results of previous stage modelling are being considered to be boundary conditions for the next stage, and the sensitivity of these results to the impartially inevitable simplifications while modelling different stages varies.

For risk analysis it is suggested to divide accidents according to cumulative distinctive physical processes on deep-sea accidents and shoal accidents. It is known, that in case of the former gas will join the atmosphere with low speed, but from large square at the strong influence of the buoyancy forces, intensifying the turbulent macro transfer and active dilution of gas. In the latter case gas will join the atmosphere rather rapidly in a form of jet flow with ejection gearing of air capturing into a jet. In both cases the extension of gas hazard is insignificant.

References

Lisanov M.V. Breakdowns at the offshore oil-and-gas objects / M.V. Lisanov, S.I. Sumskey, A.V. Savina, Ye.A. Samuseva // *Oil&Gas Journal Russia.* – 2010. – № 5 (39). – P. 20–25.

Muyzennik A.Yu. Mathematical modelling of stroke and detonation processes by means of the LS-DYNA program / A.Yu. Muyzennik, A.A. Bogach. – Penza, 2006.

Dubinskiy S.A. ANSYS/LS-DYNA 8.0 software tool / S.A. Dubinskiy // – *SAPR i grafika.* – 2004. – № 3. – P. 34–38.

Safonov V.S. Modelling of accidents development upon the break of the trunk gas pipeline / V.S. Safonov, G.V. Belov, S.V. Ganaga // *ANSYS solutions (Russian edition).* – Moscow, 2008. – № 2.

Safonov V.S. Modelling of physical effects upon the emergency breaks of submarine gas pipelines / V.S. Safonov, S.V. Ganaga // *Vesti gazovoy nauki.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 3 (14): Modern approaches and prospecting technologies within the projects of oil-and-gas fields exploration at the Russian continental shelf. – P. 212–219.

Ganaga S.V. Modelling the emergency gas pipeline break-up at the submarine section / S.V. Ganaga,

S.A. Kovalev // Application of mathematical modelling and informatics to fulfill the tasks of gas industry: collection of scientific papers. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – (Vesti gazovoy nauki).

Maxey W.A. Fracture arrest behavior of underwater pipe lines / W.A. Maxey // Pipe Line Industry Journal. – 1987. – October. – P. 32.

Yedigarov A.S. Mathematical modelling of emergency flow and dissipation of natural gas at the break-up of a gas pipeline / A.S. Yedigarov, V.A. Suleymanov // Matematicheskoye modelirovanie. – 1995. – V. 7. – № 4. – P. 37–52.

Zubov V.I. Time-varying geodynamical processes in a gas pipeline at the submarine Black Sea crossing / V.I. Zubov, V.N. Koterov, A.V. Shipilin // Matematicheskoye modelirovanie. – 2001. – V. 13. – № 4. – P. 58–70.

Maksimov V.M. Hydrodynamic study of subsea gas outbursts: theory and experiment / V.M. Maksimov, Ye.F. Limar, V.I. Isayev // Proc. of International conf. on gas technologies (November 5–8, 2002). – Amsterdam (Netherlands), 2002.

Safonov V.S. Grounds of safety indicators and risk analysis for maintenance of the submarine «Russia – Turkey» gas pipeline crossing over the Black Sea / V.S. Safonov, G.E. Odishariya, Ye.V. Sheberstov, A.S. Yedigarov, V.A. Suleymanov // Designing, introducing and operating the systems for industrial safety management in the companies exploiting dangerous production facilities. – Moscow: Rosgortekhnadzor of Russia Scientific and Engineering Center for Industrial Safety, 2003. – P. 124–142.

Azbel' D.S. On the question of open smoke jets regime during barbotage / D.S. Azbel' // Teoreticheskiye osnovy khimicheskoy tekhnologii. – 1971. – V. 5. – № 5. – P. 708–714.

Bytev D.O. Disintegration of buoyant gas jet to the bubbles within a given external flow of liquid / D.O. Bytev, S.Yu. Makarov, V.B. Svetovoy // Izvestiya vuzov. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. – 1986. – V. 29. – P. 101–104.

Gebkhart B. Free-convective streams, heat and mass exchange: in 2 books. Book 2 / B. Gebkhart, Y. Dzhaluraya, R.L. Makhadjan, B. Sammakiya. – Moscow: Mir, 1991. – 528 p.

Glinkov M.A. Dynamics of gas jet in a liquid / M.A. Glinkov, G.S. Sborshchikov, I.N. Nevedovskaya // Izvestiya vuzov. Chernaya metallurgiya. – 1974. – Report 1. – № 1. – P. 158–160; Report 2. – № 3. – P. 166–169.

Ivannikov A.V. Experimental research of gas-liquid jet flow through a layer of a liquid: thes. ... cand. of engin. / A.V. Ivannikov. – Moscow: Gubkin Russian State University of oil and gas, 2007. – 141 p.

Isayev V.I. Experimental modelling of emergency gas well flowing through a layer of a liquid / V.I. Isayev, V.G. Ivannikov, A.V. Ivannikov // On- and offshore construction of oil and gas wells. – Moscow: All-Russian Scientific-Research Institute of Oil and Gas, 2005. – № 10. – P. 35–39.

Isayev V.I. Studying of gas mixture flow and dissipation processes within aqueous medium during the break-ups of the submarine sections of gas and condensate pipelines / V.I. Isayev, V.M. Maksimov, A.I. Mityushin, Ye.F. Limar, P.A. Petrov // Proc. of the «Fundamental oil and gas problems» all-Russia sc. conf. (January 22–25, 1996). – Moscow, 1996. – V. 5. – P. 303–320.

Sborshchikov G.S. Bubble and jet regimes of gas flow through a side buoyant hole / G.S. Sborshchikov, I.N. Nevedovskaya // Tsvetnyye metally. – 1977. – № 4. – P. 16–19.

Sheberstov Ye.V. Using the buoyant jet model for estimation of subsea discharges from wells and pipelines / Ye.V. Sheberstov // Mathematical modelling and informatics in the scientific research and designing of gas industry. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000. – P. 182–191.

Elperin I.T. Transfer processes in the counter jets (gas mixture) / I.T. Elperin, V.L. Meltser, L.L. Pavlovskiy, Yu.P. Yenyakin. – Minsk: Nauka i tekhnika, 1972. – 216 p.

Yeremeev V.I. On the conformity of upper boarder of a hydrosulphuric zone of a determined isoclinal surface in the Black Sea according to long-term data / V.I. Yeremeev, A.M. Suvorov, A.Kh. Khaliulin, Ye.A. Godin // Okeanologiya. – 1996. – V. 36. – № 2. – P. 235–240.

Yedigarov A.S. Modelling of distribution of the toxics or inflammables in the atmosphere during the plant emissions at the gas production and transportation facilities / A.S. Yedigarov // Izvestiya AN Rossii. Energetika. – 1996. – № 3. – P. 143–155.

Yedigarov A.S. Numerous calculation of cold heavy gas turbulent flow in the atmosphere / A.S. Yedigarov // Jurnal vychislitelnoy matematiki i matematicheskoy fiziki. – 1991. – V. 31. – № 9. – P. 1369–1380.

Bazhenov V.G. The DYNAMIKA-2 package of applications / V.G. Bazhenov, S.V. Zefirov, A.V. Kochetkov, S.V. Krylov, V.K. Lomunov // Applied problems of strength and plasticity. Algorithmization and automation of research: all-union inter-university collection. – Gorky: University of Gorky, 1987. – P. 4–13.

Maeno N. Kohri no Kagaku (The ice science) / N. Maeno; trans. from Jap. – Moscow: Mir, 1988. – 142 p.

Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника «Вести газовой науки», авторы передают издателю безвозмездное исключительное право опубликовать ее в печатной версии сборника, его электронном аналоге – CD-диске на русском и на английском языках, а также разместить в сети интернет – на портале www.elibrary.ru и на сайте www.vesti-gas.ru.

Автору принадлежат интеллектуальные права на научное произведение в соответствии со ст. 1265, 1266, 1268 ч. IV ГК РФ.

Статья должна быть оригинальной, т.е. не публиковавшейся ранее полностью или частично (не более 15 % заимствования).

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителях. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуторный) не более 10–12 страниц, включая рисунки (не более 5, в том числе а, б, в), таблицы, библиографический список. На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

К статье прилагаются

1. **Экспертное заключение** или направление организации, которые содержат информацию о том, что работа может быть опубликована в открытой печати и не содержит секретной информации, заверенные подписью руководителя.

2. **Сведения об авторах:** название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; направление исследований; звание и должность; контактный телефон и e-mail; паспортные данные для оформления лицензионного договора (больше нигде фигурировать не будут).

3. **Тезисы** должны содержать не менее 1800 печатных знаков, ключевые слова (5–6), раскрывать суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод. В тезисах кратко излагаются предмет и задачи исследования, его методика, новизна и главные результаты.

4. **Английский перевод** тезисов (по возможности), названия статьи, сведений об авторах, ключевых слов.

5. **Рисунки** отдельными файлами в оригинальных программах.

Технические требования

1. **Индекс УДК** в верхнем левом углу.

2. **Заголовок**, включающий: название статьи, набранное полужирными прописными буквами; инициалы и фамилии авторов, название организации. Название статьи должно быть информативным.

3. При выборе **единиц измерения** необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

4. **Все сокращения** должны осуществляться в соответствии с ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

5. **Числовой материал** приводится в виде таблиц. Десятичные цифры набираются через запятую (2,51, а не 2.51). При создании таблиц рекомендуется использовать возможности MS Word или MS Excel. Таблицы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (табл. 1).

6. Для **математических выражений** рекомендуется использовать редактор формул MathType. Ссылки в тексте на порядковый номер математического выражения даются арабскими цифрами в круглых скобках – (1). Нумерация сквозная. Все символы, используемые в формулах, должны быть расшифрованы. Формулы, имеющие простую структуру (русские, латинские, греческие знаки, верхние и нижние индексы, математические символы) набираются простым текстом с сохранением начертания согласно правилам набора формул. Формулы, имеющие сложную струк-

туру, двойные индексы, специальные надсимвольные знаки и т.п. набираются в редакторе формул. Математические символы набирают светлым курсивом, греческие – светлым прямым шрифтом; физические и химические элементы (Re, Si), математические сокращения (sin, lim) – светлым прямым; сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кг, кА, В/м, W/m) – светлым прямым, без точек. Числа и дроби в формулах всегда должны быть набраны прямым шрифтом. Светлым курсивом набираются символы в верхних и нижних индексах (за исключением цифр и дробей, греческих символов, химических формул). Формулы должны быть набраны гарнитурой Times New Roman.

7. **Рисунки** (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1). Все рисунки должны быть четкими и ясными во всех элементах. Все рисунки за исключением фотографий должны быть представлены в векторном виде. Растровые рисунки (фотографии) должны иметь разрешение 200–300 dpi при масштабе 1:1. Максимальный размер рисунков – 146×230 мм. Использование визирных линий в векторных рисунках недопустимо, минимальная толщина линии – 0,3 pt. Текстовые объекты информативного характера на рисунках, схемах должны быть набраны одним видом шрифта близких размеров светлого или полужирного начертания (размером 7–10 pt). Использование переносов нежелательно. Все диаграммы, графики должны предоставляться вместе с использованными для их построения исходными данными.

8. **Постраничные сноски** имеют сквозную (для статьи) нумерацию, **табличные** – помечаются «*» (до *****).

Оформление библиографического списка

1. Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

2. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы должны оформляться согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

Примеры библиографических описаний

Издания:

Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентотдача пластовых флюидальных систем глубокозалегающих карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.

Составные части периодических изданий:

Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 255–264.

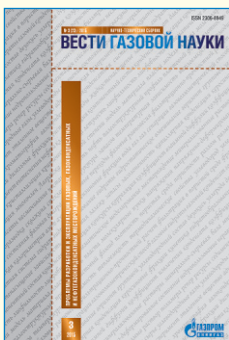
Chosh A.K. Thermal Diffusion in Multicomponent Gas Mixtures / A.K. Chosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // J. Chem. Phys. – 1967. – V. 47. – № 10. – P. 3704–3707.

Патентные документы:

Пат. 2187888 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Приемопередающее устройство / Чугаева В.И.; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч.-исслед. ин-т связи. – № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. № 23.

Плата с аспирантов за публикацию не взимается.

Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.



Тема № 3 (23) / 2015

Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений

Выпуск № 3 (23) / 2015 научно-технического сборника «Вести газовой науки» отражает широкий спектр актуальных исследований в области теории и практики разработки, добычи, подготовки и подземного хранения газа в различных регионах РФ. В сборник вошли статьи, посвященные моделированию процессов разработки месторождений (и управлению этими процессами), геомеханических свойств пластовой среды и течения двухфазных потоков в газовых скважинах, а также созданию новых моделей фильтрации газа, интерпретации газодинамических исследований скважин и др. Появилась и новая рубрика – обзорные публикации, в которых анализируются вопросы функционирования газосборных сетей на стадии падающей добычи газа, исследуются низкотемпературные процессы промышленной подготовки газа (преимущественно на месторождениях Западной Сибири), а также рассматриваются работы коллег из Китайской Народной Республики по исследованию фильтрации с начальным градиентом.

Кроме того, в сборнике представлены актуальные аспекты развития подземных хранилищ газа (ПХГ) на современном этапе. Соответствующие публикации приурочены одновременно к 100-летию юбилею первого в мире ПХГ (1915 г., Канада) и 60-летию начала развертывания сети ПХГ в нашей стране в целях покрытия и сглаживания неравномерности потребления природного газа, интенсивная добыча которого началась в СССР в середине 1950-х гг.

Издание рассчитано на широкий круг специалистов нефтегазового профиля, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

Научные редакторы:

к.т.н. *Д.В. Изюмченко,*

д.х.н., профессор *В.А. Истомин*

Рецензенты:

д.т.н., профессор *А.И. Ермолаев,*

к.т.н. *С.Е. Ершов*

По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru