УДК 629.58:551.462.8

О ПРИМЕНЕНИИ НЕОБИТАЕМЫХ ПОДВОДНЫХ АППАРАТОВ В МОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Д. Г. Ляхов,
С. В. Смирнов,
М. И. Чудаков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт проблем морских технологий ДВО РАН[1]
Дальневосточный Федеральный университет[2]
ООО «Питер Газ»[3]

Россия является крупнейшим мировым производителем углеводородов, при этом по разным оценкам значительная часть запасов находится на континентальном шельфе. В работе проводится ретроспективный анализ технологий работы на шельфе. Оценивается современная ситуация в мире и в России, рассматриваются два конкретных примера применения необитаемых подводных аппаратов: проведение экологического мониторинга ликвидированных и законсервированных скважин на Киринском участке проекта Сахалин-3 с помощью ТНПА и инженерные изыскания по трассе газопровода «Южный поток» с помощью АНПА.

ВВЕДЕНИЕ

Активная добыча морской нефти началась вскоре после мирового энергетического кризиса середины 70-х годов, увеличившись с 10 % в 1960 г. до 20 % в 1975 г. На сегодня морская добыча как нефти, так и газа составляет около 30 % от общемировой, а ежегодные инвестиции в проекты добычи углеводородов со дна моря составляют порядка $100 млрд, что сравнимо с рынком мирового судостроения.

Для стабильной нефтегазодобычи должно сохраняться определенное соотношение вновь разведанных запасов и текущего производства. По данным авторитетного международного агентства «Det Norske Veritas» (DNV), после 2000 г. больше половины углеводородных запасов было разведано на шельфах. Прирост доступных и дешевых запасов углеводородов в континентальной части России в последнее время замедлился, чем и вызван пристальный интерес к шельфу. Производство углеводородного сырья на шельфе по понятным причинам сложнее и дороже освоения месторождений на суше, отчасти поэтому реальная доля российских шельфовых разработок до настоящего времени остается сравнительно небольшой. Разведочная скважина на суше, например, стоит несколько миллионов долларов, а в Баренцевом море – порядка $40–70 млн. Из открытых источников известно, что в 2011 г. на российском шельфе добыто 13 млн т нефти и 57 млрд куб. м газа, в основном на Сахалине и Каспии. Принимая во внимание данные ЦДУ ТЭК, морская добыча составляла 2,6 % (нефть) и 8,5 % (газ) от общероссийской. Темпы общемировой добычи в настоящее время изменяются в пределах единиц процентов в год, поэтому оценочно приведенные данные актуальны и сегодня.

В международной практике с развитием морской добычи, а именно бурения и строительства сооружений на море, стала закономерно развиваться подводная техника – Remotely operated vehicles (ROVs). Технологическая аналогия с сухопутными производствами здесь простая – механизация строительных операций, замена ручного (водолазного) труда.

В середине 70-х в Мексиканском заливе было установлено уже около 800 сооружений, прокладка труб велась на глубинах до 300 м. В другом ключевом регионе морской добы-

[1] 690091, Владивосток, ул. Суханова, 5а; тел./факс: (423) 243-24-16; e-mail: lyakhov@marine.febras.ru

[2] 690950, Владивосток, ул. Суханова, 8; тел: (423) 243-32-80, факс: 243-23-15; e-mail: smirnov_dvgu@mail.ru

[3] 117630, Москва, Старокалужское шоссе, д. 62; тел: (495) 784-71-61, факс: (495) 784-71-62; e-mail: chudakov.mi@petergaz.com

чи – Северном море – с 1971 г. началась разработка на месторождениях Ekofisk field (Англия) и Argyll field (Норвегия). На берег по трубам нефть стала поступать в 1975 г., а уже через 10 лет там было построено 150 платформ.

На рубеже 80-х в Мексиканском заливе была введена в эксплуатацию платформа Cognac (Shell). Работы по установке основания на глубине 300 м велись водолазами, однако в связи со значительно возросшими рисками стали применяться Remotely Controlled Vehicles (RCV 225) – телеуправляемые подводные аппараты (ТПА*) осмотрового класса (рис. 1).

В 1981 г. в Северном море впервые ТНПА заменил обитаемый аппарат при проведении инспекции трубопровода, в 1982 г. была опробована задача поддержки бурения (subsea drilling support/assistance). В середине 80-х сложился облик ТПА рабочего класса (РТПА/WROV) – обязательного элемента технологического оборудования в морском нефтегазе. РТПА «TROJAN» фирмы «Slingsby» [1, 2] (рис. 2) из испытательного центра сразу отправился на шельф, а вскоре после начала эксплуатации было заказано еще четыре комплекса. Современный модельный ряд РТПА «TRITON» этой же фирмы сегодня является одним из самых востребованных в индустрии подводного строительства. Сейчас в мире эксплуатируется 750–800 РТПА, 10 лет назад их было около 500.

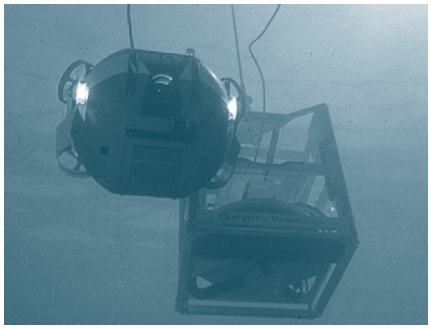


Рис. 1. RCV 225 .1977 г.

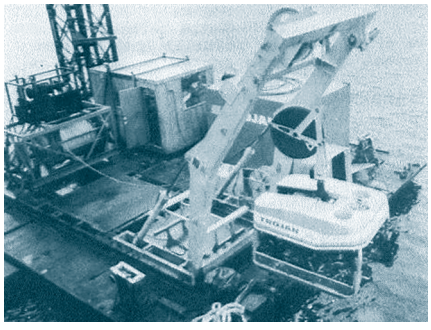


Рис. 2. «Trojan» ROV. 1984 г.

* Аббревиатуры ТПА и ТНПА имеют одинаковый смысл, в последней подчеркивается необитаемость подводного аппарата.

1. Специфика работы НПА в оффшоре

Необитаемые подводные аппараты стали дополнять водолазные методы работ на шельфе и вытеснять дорогостоящие обитаемые аппараты с середины 80-х. Назначение, области применения, методы работы НПА и вопросы безопасности применительно к оффшорной индустрии начали серьезно обсуждаться в конце 80-х [3]. Измерение потенциала катодной защиты от морской коррозии (распространенная типовая задача) было впервые с помощью ТНПА проведено в 1978 г. Частота визуальных подводных инспекций поначалу была невелика: все подводные объекты в норвежском секторе требовалось осматривать 1 раз в 4 года, а в английском – 1 раз в 5 лет [4]. Необходимость комплексного обследования подводного трубопровода из умозрительных соображений в реальность технадзора и правоотношений страховщиков попала только в 1996 г., с введением «Pipeline Safety Regulations 1996». Международная организация, основанная в 1972 г. как AODC (The Association of Offshore Diving Contractors), в 1995 г. трансформировалась в The International Marine Contractors Association (IMCA) и стала ассоциацией морских подрядчиков вообще, а не только водолазов. В 1997 г. был выпущен первый свод правил для необитаемых аппаратов, с 2009 г. действует его третья редакция [5]. Работа автономных необитаемых подводных аппаратов (АНПА) начала регламентироваться также с 2009 г. ISO-стандарт для ТПА в нефтегазовой отрасли вышел в 2002 г. [6]. Кроме того, существуют собственные отраслевые стандарты стран – активных разработчиков шельфа, например, норвежский NORSOK U-102 ROV services 2003 г. Национальные сертификационные общества также активно участвуют в стандартизации подводной техники, в том числе АНПА. К примеру, АНПА «REMUS 6000» и ТНПА «KIEL 6000» института IFM Geomar прошли сертификацию Германишер Ллойд (GL). Правила (GL) для Unmanned Submersibles были введены в ноябре 2009 г.

В вышеперечисленных документах необитаемые подводные аппараты классифицируются похожим образом, причем автономные необитаемые подводные аппараты (АНПА) также отнесены к системам с дистанционным управлением (табл. 1).

Несмотря на отсутствие физической связки (кабеля) АНПА с судном-носителем, практически применяемый в производстве режим работы АНПА на сегодня является супервизорным и подразумевает постоянную вахту операторов. Ситуация, когда данные о состоянии АНПА не поступают в реальном режиме времени

Таблица 1. **Классификация НПА согласно IMCA R 004**

Класс	Тип	
I	Observation ROVs	ТНПА обследовательского класса с минимумом функций, как правило, это видеонаблюдение
II	Observation ROVs with Payload Option	ТНПА обследовательского класса с возможностью несения целевой полезной нагрузки
III	Work-Class Vehicles	ТНПА рабочего класса (РТПА) с манипуляторами 3-7 степеней
IV	Towed and Bottom-Crawling Vehicles	Буксируемые и передвигающиеся по дну ТНПА
V	Prototype or Development Vehicles	Опытные образцы подводной робототехники, включая АНПА

на пост оператора, не является штатной.

Автономность современного АНПА лежит в пределах характеристик гидроакустической системы связи. Дистанция работы АНПА как инструмента выполнения конкретной производственной задачи в любом случае составляет единицы километров по наклонной дальности от судна обеспечения. Конечно, еще в конце 90-х были проделаны автономные переходы в сотни километров: Project Spinnaker / Theseus AUV (1996 г.), Autosub AUV unescorted missions (1999 г.) и др. Следует, однако, учитывать, что прошлые [7, 8] и современные [9] миссии подобного рода носят сугубо экспериментальный характер. Вопросы работы АНПА «от берега» поднимались еще в 1998 г. создателями AUTOSUB [10], но все современные НПА в море привязаны к судну-носителю (Support ship) и центру управления, на нем расположенному.

Первые упоминания о выполнении работ с помощью АНПА (HUGIN I, MARIDAN) в конце 90-х носили скорее характер пробы сил в оффшоре, далее, начиная с 2000 г., значимый вклад в процессе «внедрения» технологии АНПА в область Offshore Survey сделали именно сервисные компании вроде «DBM GeoSurvey» и «C & C Technologies» [11]. Все типовые задачи в оффшоре для НПА сводятся, в сущности, к подводному строительству (Construction) и эксплуатации построенного (табл. 2).

Термин «Intervention» в подводной робототехнике не переводится дословно. Но сходный термин «Well Intervention» – текущие и капитальные ремонтные работы в скважинах (ТРС/КРС) – применяется к внутрискважинному оборудованию, а не к подводным аппаратам. Иногда специалисты считают подходящим термин ГТМ (геолого-технические мероприятия). В подводной практике Intervention может означать все возможные манипуляции, связанные с обустройством устья скважин, их фонтанной арматуры внутрипромысловыми трубопроводами и т.п., в широком смысле – это механизация на подводном добычном комплексе. Работы этого типа являются объектом пристального внимания отраслевой науки, технологов и разработчиков НПА в плане их оптимизации [12].

Таблица 2. **Виды работ согласно IMCA R 004**

Тип	
Construction	Строительство
Intervention	Строительство и эксплуатация элементов подводных добычных комплексов
Survey	Изыскания, в т.ч. инженерно-геологические
Observation	Осмотр в большинстве случаев визуальный, без измерений
Inspection	Инспекция, измерения параметров подводных объектов, среды
Burial and Trenching	Разработка подводных траншей

Термин «Survey» в основном применяется на этапах изысканий и скорее относится к топографо-геодезическим работам на шельфе [13].

Под Observation понимаются задачи осмотра состояния либо наблюдения за подводными объектами, как правило, не связанные с измерениями. Inspection, напротив, подразумевает проверку определенных параметров и характеристик и с необходимостью задействует средства измерения в рамках действующего технического регулирования.

Burial and Trenching – разработка траншей, укладка подводных кабелей и трубопроводов – также выделены в отдельный вид. Такие работы требуют как специфических аппаратов (передвижение по грунту, рытье, грунторазмыв), так и специальных судов (кабелеукладчиков, трубоукладчиков).

По данным CLARKSON RESEARCH, в период 2000–2010 гг. оффшорная индустрия приобрела судов на $253 млрд. На сентябрь 2012 г. в мировой индустрии оперировало около 11700 судов различного назначения, относящихся к mobile offshore fleet. Стационарных платформ насчитывалось 7971 [14].

2. Российская практика морской добычи

Сразу следует отметить, что российский шельф – это шельф преимущественно арктиче-

Таблица 3. **Действующие платформы Сахалина**

Наименование	Старт	Глубина места (м)	Удаление от берега (км)
Пильтун-Астохская-А (Molikpaq)	1999 г.	30	16
Чайво Exxon Нефтегаз (Орлан)	2005 г.	15	11
Пильтун-Астохская-В (РА-В)	Дек. 2008 г.	32	12
Лунская-А (LUN-A)	Янв. 2009 г.	48	15

ских и дальневосточных морей. Из 38 тыс. км российской береговой линии только около 10 % имеют сносные, но все равно весьма сложные климатические условия. Все существующие на сегодня морские сооружения в России построены исходя из условий ледостойкости.

До настоящего времени всего в России установлено 7 стационарных платформ, из которых две принадлежат «Лукойлу»: МЛСП Д-6 на Балтике (начало добычи – 2004 г.) и ЛСП-1 Ю. Корчагина на северном Каспии (начало добычи – 2010 г.). Четыре платформы эксплуатируются на Сахалине (табл. 3). МЛСП «Приразломная» стоит на шельфе Печорского моря (август 2011 г.), добычи пока не ведет (рис. 3). На Сахалине в 2012 г. установлено гравитационное основание для еще одной платформы – «Беркут» (добыча планируется в 2014 г.). Произведены мероприятия по обустройству подводного добычного комплекса на Киринском месторождении (добыча планируется в 2013 г.). К перечисленным сооружениям как к потенциальным объектам подводных работ можно добавить еще несколько точечных выносных причалов, но в целом понятно, что десяток подводных сооружений не могли послужить поводом для развития отечественной индустрии подводной робототехники, что и наблюдается в действительности. Сдерживающим фактором также явилось и то, что глу-

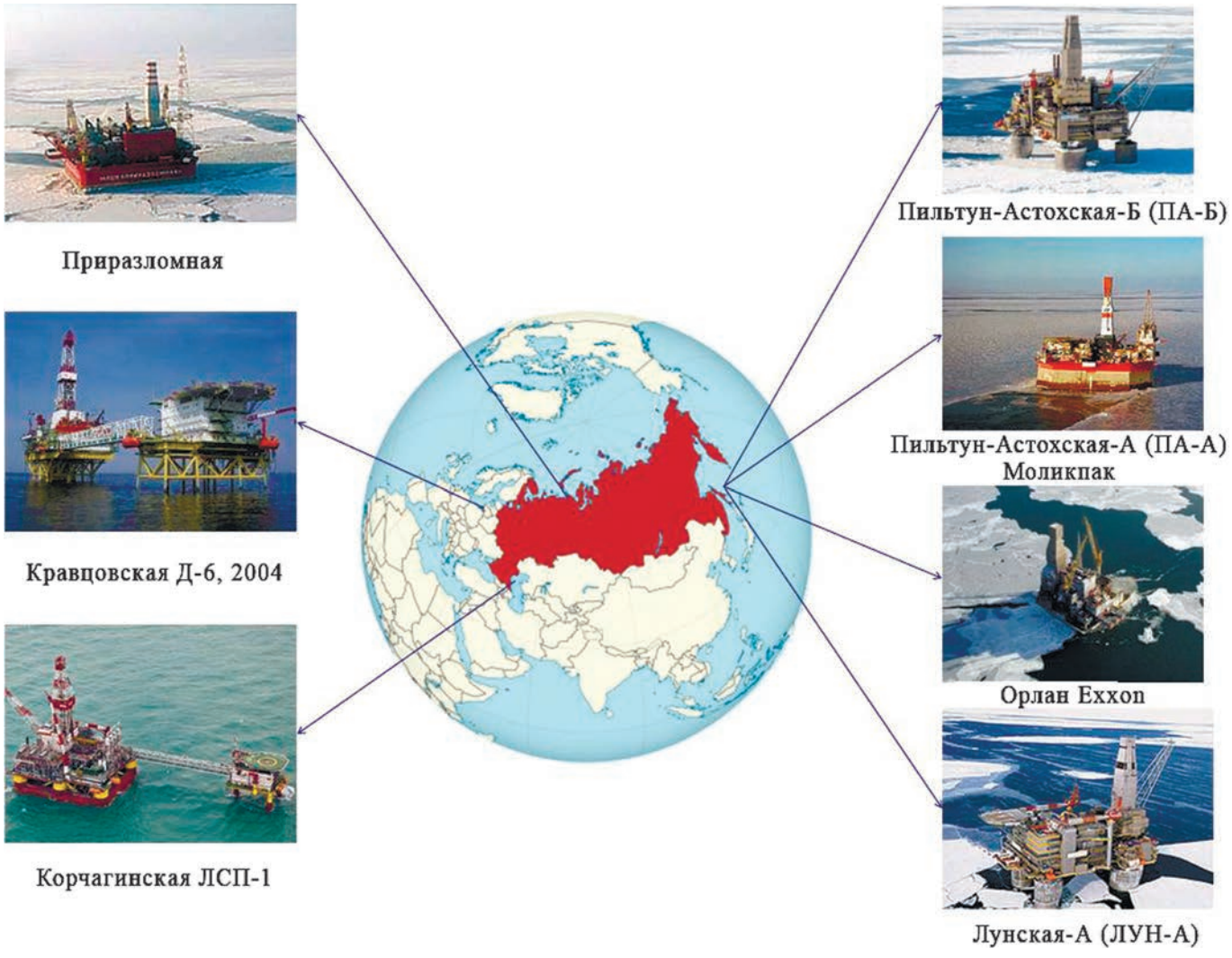


Рис. 3. Действующие добывающие платформы на российском шельфе

бины моря на существующих и перспективных шельфовых проектах РФ лежат в пределах водолазных методов. Здесь следует отметить, что в мире на сегодня занято около 20000 водолазов (Commercial divers), причем в России их работает порядка 2000.

3. Применение ТНПА «Comanche» на Киринском ГКМ

Киринское ГКМ находится на шельфе о-в Сахалин, в 28 км от берега (глубина места около 90 м). Особенностью разработки этого месторождения является возведение подводного добычного комплекса (ПДК). Первая скважина с подводным заканчиванием – Р5 – была построена (и дала пробную продукцию в сент. 2012 г.) с помощью ППБУ «Полярная звезда» путем расконсервации и обустройства ранее пробуренной разведочной скважины.

В мировой практике подводное заканчивание (subsea completion) впервые построено в 1962 г. на глубине 12 м. Преимущества этой технологии проявляются при разработке глубоководных участков или во льдах, она позволяет исключить установку платформ, слишком дорогих для таких условий. Реальное развитие в индустрии ПДК получили в 90-е с наращиванием доли глубоководной добычи: уже к концу 1993 г. в мире было построено более 750 скважин с подводным заканчиванием, из которых эксплуатировались около 400 [15].

В рамках Киринского добывающего комплекса всего планируется установить шесть фонтанных арматур производства норвежской FMC (все скважины и внутрипромысловая подводная инфраструктура сгруппированы на площадке диаметром < 13 км). Подводные трубопроводы коллектора и МЭГ (моноэтиленгликоля) до береговой станции (28 км) идут в траншеях с учетом ледовой обстановки. В работах по обустройству принимали участие как иностранные (Mi SWACO, Schlumberger, Weatherford, GSP), так и российские компании (ООО «Газфлот», ООО «Питер Газ», ОАО «Межрегионтрубопроводстрой», ООО «Фертоинг»).

В результате бурения на подготовительных этапах некоторые скважины были штатно ликвидированы и законсервированы. Работы по обследованию трех таких скважин на Киринском ГКМ (глубины 90–110 м) и одной на Южно-Киринском участке были проведены силами подразделения ДВФУ с использованием ТПА «COMANCHE» и привлечением судна-носителя НИС «Мираж» (рис. 4).

Обследования участков дна (10х10 м), прилегающих к скважинам, проводились средствами технического зрения ТПА «COMANCHE» (гидролокатором, цветной и черно-белой видеокамерами). Отбор проб воды двукратно производился 5-литровым батометром, закрепленным на ТПА «COMANCHE», в непосредственной близости от скважины, за исключением скважины № 1 Южно-Киринского участка. Отбор проб грунта производился в закрывающуюся 5-литровую емкость путем зачерпывания грунта манипулятором. ТПА «COMANCHE» для таких операций имел два манипулятора – Schilling Orion 7P и 4R. На скважинах № 1, 2, 3 Киринского участка (глубина 70–100 м) работы выполнены в полном объеме. На площадке скважины № 1 Южно-Киринского участка (200 м) пробоотбор грунта выполнить не удалось. В течение всех обследований производился сбор гидрологических данных штатным зондом SBE 19 plus Seacat с датчиком SBE 43 Dissolved Oxygen Sensor и прокачкой SBE 5T.

Осмотр и видеосъемка проводились в условиях видимости 1–5 м, при наличии разнонаправленных течений со скоростями 0,6–0,8 узла (рис. 5).

Данные о расположении подводных объектов были предоставлены заказчиком с погрешностью ~10 м в плане. По прибытии судна в точку работ спуск ТПА с НИС «Мираж» производился из положения «судно на якоре» на дистанциях 70–250 м от скважины при обследовании скважин № 1, 2, 3 Киринского участка и из положения «судно в дрейфе» при обследовании скважины № 1 Южно-Киринского участка. ТПА, по данным УКБ ГАНС (TrackLink 1500) и навигационного гидролокатора Super SeaKing (радиус до 300 м), во всех случаях без

Рис. 4. Мобилизация ТПА (фото С.В. Смирнова)

Рис. 5. Ограждение скважины (фото С.В. Смирнова)

труда обнаруживал ограждение скважины (сооружение ~5х5 м) и производил необходимые действия в режиме Free-flying.

Чтобы обеспечить необходимую для маневрирования длину кабеля нейтральной плавучести, взаимное расположение судна и аппарата тщательно планировалось. Для каждого погружения производились расчеты дрейфа судна и движения ТПА. В среднем погружение занимало 2–4 часа, включая работу непосредственно на объекте в течение ~0,5–1,3 часа. Группа ROV team состояла из 6 человек, включая одного супервайзера. В спускоподъемных операциях были задействованы еще 4 человека из состава судовой команды. Весь проект длился две недели, с 16 по 31 августа 2011 г., непосредственно на Киринском НИС «Мираж» пробыло четверо суток.

4. Российские подводные трубопроводы

Из зарубежной практики следует, что НПА могут активно применяться при строительстве и эксплуатации подводных трубопроводов.

Всего в мире (по данным Douglas-Westwood) проложено около 175 тыс. км подводных труб [16], из этого числа в Северном море, например,— более 2,5 тыс. км. География существующих морских трубопроводов в России представлена на рис. 6. Учитывая каждую нитку, в том числе магистральных трубопроводов, в общей сложности можно говорить о 4 тыс. погонных км. Если исключить Голубой и Северный потоки, то остается порядка 800 км. Например, Северный поток в российских водах пролегает всего на 125 км (из общих 1220 км).

До разработки сахалинского шельфа в конце 90-х подводные трубопроводы и др. подводные коммуникации в России в основном относились к переходам сухопутных магистралей через водные преграды [17, 18]. Норвежский стандарт о подводных трубопроводах [19] в первой редакции появился в 2000 г. Его редакции 2003 г. идентичен отраслевой стандарт Газпрома 2006 г. [20]. Российское техническое регулирование этого вопроса стало национальным стандартом только в 2011 г. [21].

Первым масштабным и действительно уникальным по сложности (глубина до 2 км) морским трубопроводом стал Голубой поток, вступивший в действие в 2003 г. Проектированием и строительством подводного участка практически полностью занималась компания «Eni». Вполне закономерно использовались коммерчески доступные на тот момент техника и технологии иностранного производства. С российской стороны в проекте эпизодически участвовали подразделения научного центра «Южморгеология», иногда с техникой собственного изготовления. В 2005–2006 гг. проводились обследования в прибрежной зоне российского участка с помощью ТПА РТ-1000.

На этапе изысканий по трассе Северного потока также в основной массе применялась техника зарубежного производства хорошо известных фирм «Seaeye», «SubAtlantic», «Sperre». Работы выполнялись силами зарубежных компаний-субподрядчиков «Fugro Subsea», «MMT AB», «NEPTUNE EHF» и др. Например, ТПА «COMANCHE», специально оснащенный электромагнитными искателями потенциально опасных объектов, проделал более 40 тыс. погонных км обследований.

Сложные операции по сращиванию секций трубопровода под водой и т.п. проводились с привлечением крупных морских подрядчиков «Technip» и «Statoil». Проектирование (Snamprogetti/Eni) и сама по себе трубоукладка стоимостью более €1 млрд были проведены компанией «Saipem/Eni».

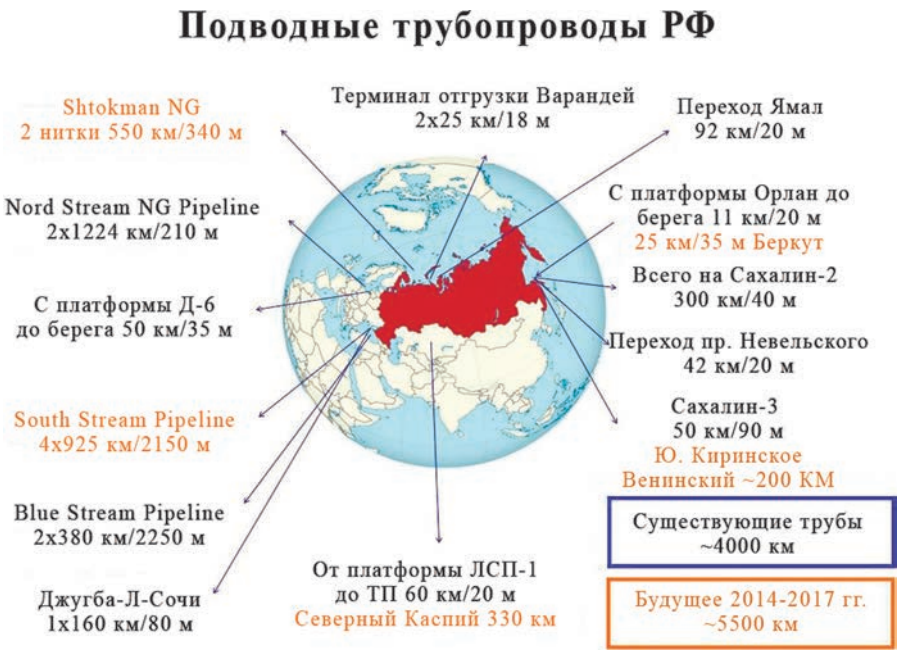


Рис. 6. Действующие трубопроводы на российском шельфе

Предварительную рекогносцировку вели «дочки» Газпрома – «North Transgas» (1998 г.) и «PeterGaz» (2004 г.).

Южный поток предполагается по дну Черного моря из Анапского района в болгарский порт Варну. Подводный участок имеет длину 900 км, проходит на глубинах до 2100 м.

5. Применение АНПА «HUGIN» для изысканий по трассе Южного потока

По результатам предыдущих этапов изысканий – рекогносцировочных съемок, в том числе судовым многолучевым эхолотом (МЛЭ) – была выбрана генеральная трасса проектируемого трубопровода. На основном протяжении трассы в коридоре шириной 1000 м проводилась съемка высокого разрешения с использованием АНПА «HUGIN 1000».

Целевое оборудование (Payload Sensors) АНПА состояло из МЛЭ «Simrad EM 2000» (200 кГц, 150°) и системы «Edgetech 2200-M»: ГБО (105/410 кГц) с профилографом DW106 (1–6 кГц), фотоаппаратура не применялась.

Трасса делилась на блоки 1х20 км, в каждом из которых аппарат проходил от начала до конца блока и обратно по 6 линиям через каждые 200 м соответственно. Расстояние между галсами было выбрано исходя из ширины полосы обзора основного сенсора – МЛЭ, при высоте над дном 40–50 м.

Выбор размеров блоков был обусловлен автономностью аппарата (20–24 часа) и соответствующей съемочной производительностью (100–150 погонных км за одно погружение). Автономность имела тенденцию к снижению в ходе всего проекта, т.к. происходило естественное уменьшение емкости батарей электропитания (литий-полимерная батарея емкостью 16,5 кВт·ч с гидростатической разгрузкой). На сложном рельефе при активной работе гидродинамических рулей или при наличии течений потребление было заметно выше, чем на ровном дне.

Комплекс АНПА эксплуатировался в так называемом Supervised mode – режиме постоянного контроля с использованием двух каналов гидроакустической связи: модемов LinkQuest UWM 4010 ADL – acoustic data link (симплекс 2–4 Кбит/с) и Kongsberg ACL – acoustic command link (дуплекс 55 бит/с) на базе направленных антенн серии TD 331 (±15°). Для организации гидроакустической связи с судна на кабеле 100–150 м буксировалась платформа YSI V-FIN 400. В инерциальную навигационную систему аппарата постоянно транслировались координаты положения АНПА с судовой ГАНС УКБ, также присутствовала возможность с поста HUGIN Operator Station постоянно контролировать все системные параметры АНПА и изменять программу-задание (например, перепланировать маршрут). Это определяло режим движения и маневрирования судна-носителя «GSP PRINCE» (рис. 7).

Судно постоянно должно было двигаться со скоростью 3–4 узла прямо над аппаратом, в радиусе 200–300 м, при этом взаимное удаление по горизонтали сверх этой дистанции заметно ухудшало качество связи по акустическим каналам передачи данных. Режим динамического позиционирования применялся довольно часто, и обязательно при спуске и подборе АНПА.

Рис. 7. «GSP Prince» с контейнерами АНПА (фото В. Морозова)

«Черновые данные» с Payload Sensors поступали в реальном режиме времени на пост Payload Operator Station, что позволяло контролировать непрерывность съемки. Для позиционирования АНПА использовалась судовая ГАНС УКБ шахтного исполнения «Kongsberg SSBL HiPAP 500». Качество навигационных данных также улучшалось в процессе постобработки с помощью пакета NavLab. В результате точность позиционирования АНПА составила ~8 м в плане на глубине 2 км.

После завершения прохода по последней линии в блоке АНПА всплывал по прямой в соответствии с программой-заданием, судно шло над аппаратом. По достижении малой, но в то же время безопасной глубины на АНПА передавалась команда всплытия на поверхность, после чего судно уходило в сторону на расстояние прямой видимости, продолжая двигаться вперед. При обнаружении аппарата на поверхности судно останавливалось, начиналась операция по сближению и подбору аппарата на борт. Подъем из воды проводился с помощью штатного наклонного спуско-подъемного устройства (СПУ) «Stinger» на базе 20 фт. контейнера (рис. 8).

Для подведения АНПА к борту в основном использовались линемет и система от-

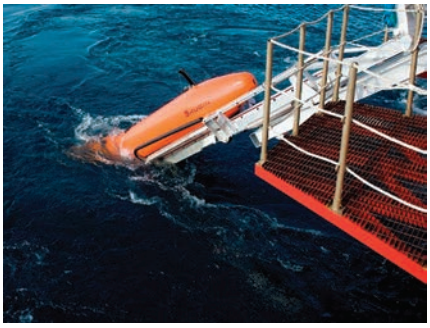


Рис. 8. АНПА на СПУ «Stinger» (фото В. Морозова)

соединения носового поплавка АНПА на фале. Подведение АНПА с помощью разъездного катера производилось, если капитан «GSP PRINCE» принимал решение о таком способе как о более безопасном в конкретном случае.

Непосредственно работой АНПА занималась AUV Team из 7 человек, включая одного супервайзера. Две вахты (12/12 ч) по 3 человека: два оператора и техник. Весь персонал прошел стажировку в Kongsberg training center. Кроме AUV Team также работали две группы (по 2 чел.) обработки данных и группа гидрографов (2 чел.), которые перед каждым погружением измеряли профиль скорости звука в районе и предоставляли полученные данные. В течение всего проекта в режиме Standby находилась группа ROV Team (3 чел.). В штатном ангаре размещался РТПА «Triton XLR». Итого, включая необходимых представителей заказчика, наблюдателя и пр., минимальное количество людей, необходимых для работы АНПА, составляло около 20 чел.

Весь проект длился 8 месяцев с ежемесячными заходами в порты снабжения (август 2010–апрель 2011 гг.). Пробег АНПА в общей сложности составил ~3000 часов, примерно половину всего судового времени проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Освоение мирового океана и шельфа, в частности с помощью подводных технологий, проходит в трех основных областях: океанология, добыча ресурсов и оборона. Как соответствующие задачи деятельности можно рассматривать исследовательские, производственно-экономические и военно-морские.

Морская деятельность ведется для устойчивого экономического и социального развития государства [22]. Оборонная активность и морские исследования, обладая безусловной важностью, лишь обеспечивают экономическую деятельность, черпая ресурсы из результатов, которые дает экономика. Для необитаемых подводных аппаратов участие в процессе добычи углеводородов на шельфе сегодня фактически является единственной производственной сферой применения. В других существующих производственно-экономических сферах морской деятельности – в морском рыболовстве и торговом мореплавании – непосредственно подводная робототехника в данный момент практически никакой роли не играет.

Кроме нефтегаза стоит еще отметить рынок работ в области прокладки и эксплуатации transoceanic cable networks, хотя доля этого сектора не так велика (1–3 млрд/год). Заметное развитие в последнее десятилетие наблюдается в области Offshore Renewables (морское строительство, связанное с возведением ветропарков на акваториях – offshore wind farms). К примеру, Великобритания собирается долю ветроэнергетики с текущих 10 % довести до более чем 30 % к 2020 г. Хотя глубина места одного из уже построенных ветропарков – London Array – всего 2–20 м, объемы морского строительства весьма внушительны: 175 турбин, кабельная инфраструктура и пр.

С точки зрения технологического процесса участие НПА на шельфе ограничивается строительством сооружений и соответствующей инженерной геодезией под водой. В обозримой перспективе на НПА будут развиваться геофизические методы, однако пока они характеризуются как Non-Seismic for Hydrocarbons.

Телеуправляемые по кабелю аппараты рабочего класса (табл. 1, класс III) в настоящее время являются основным инструментом производства подводных работ там, где водолазных сил и средств недостаточно. В 1998 г. объем добычи углеводородов с глубин более 300 м (deepwater) в Мексиканском заливе превысил добычу с менее глубоководных месторождений – РТПА стали незаменимыми. В 1999 г. BP и Shell обратили внимание на технологию АНПА как на возможность сокращения расходов именно в секторе deepwater survey. За дело взялась C&C Technologies, при условии, что BP гарантирует занятость комплекса в течении хотя бы 100 судосуток в последующие 2 года. BP, имея текущие глубоководные (500–2300 м) разработки в Мексиканском заливе (Holstein, Mad Dog), согласилась, после чего C&C разместила заказ на Kongsberg, а BP получила право контролировать как разработку конкретного АНПА «HUGIN C-Surveyor I», так и весь ход опытной эксплуатации, начавшийся в августе 2000 г. Внедрение началось [23].

Можно считать, что облик современного АНПА как инструмента инженерных изысканий на шельфе сложился

в 2002–2003 гг. [24, 25, 26]. Позже в отраслевых журналах попадались как оптимистические заголовки вроде «АНПА берутся за работу», «АНПА становятся в строй» [27, 28, 29], так и вопросы на грани разочарования вроде «...испытания и страдания, стоило ли это того?» [30], «Вскоре ли АНПА станут реальной технологией?» [31]. Примечательно, что последним вопросом в 2007 г. задавался глава технологического центра крупнейшего подводного подрядчика «Subsea 7» [32].

Морская геологоразведка на российском шельфе – в частности, разведочное бурение – по всем признакам [33] будет наращиваться. Экологический мониторинг скважин может стать важной типовой задачей для применения ТНПА. Анализируя описанный выше пример обследования на Киринском ГКМ, можно увидеть, что для видеосъемки и пробоотбора 5 л воды и 5 кг грунта применяется ТПА, мобилизационный вес которого приближается к 5 т, и требуется 10 чел. для работы. Отбирать грунт у скважины приходится манипулятором, стоимость которого как минимум $100 тыс. Вполне вероятно, что разработка малогабаритного специализированного авиатранспортабельного (standard air cargo containers) комплекса с возможностью работы с судна без ДП может заинтересовать подрядчиков.

Пример pipeline route survey, выполненный с помощью HUGIN 1000, ясно показывает, что современный АНПА, в сущности, жестко привязан к судну. Два небольших контейнера комплекса весом 10 т выглядят одиноко на рабочей палубе площадью 650 кв. м. Определяющими требованиями к судну является наличие SSBL, DP 2 и собственно низкопрофильной рабочей палубы, чтобы могло работать СПУ «Stinger». Если еще учесть, что вместимость судна 72 чел., из которых 20 необходимы для работы АНПА, характеристики уже не выглядят столь избыточными. Большую часть (80–90%) стоимости подобных проектов составляет фрахт судна-носителя, причем, как видно из примера, «автономность» АНПА никак на фрахт не влияет (уж точно ничего не экономит).

Чтобы значительно уменьшить фрахт или требования к судну, надо кардинально пересматривать модель использования комплекса АНПА в пользу принципиально большей автономии, а значит – роботизации, иных подходов в подводной навигации, организации сеансов передачи собранных данных и т.д.

Освоение шельфа в России сдерживается неясной инвестиционной привлекательностью проектов и отсутствием у российских компаний необходимых технологий, опыта и оборудования [34].

Первый фактор не лежит в области науки и технологий. Второй имеет ясное происхождение с инженерной точки зрения: оборудования российского производства нет, и технологии «не внедрены» из-за банального отсутствия спроса со стороны отрасли. Система, позволяющая ориентировать нефтегазовые компании на приобретение и использование отечественного оборудования, не работает.

Особенность промышленного освоения шельфовых месторождений состоит в крайне высокой степени автоматизации и эксплуатационной надежности соответствующих морских и подводных технологий. Высочайшее качество и техническая сложность вовлеченной техники диктуются огромными, часто экономически не приемлемыми издержками какого-либо ремонта в море. В контексте статьи нетрудно заметить, что комплекс «HUGIN 1000» образца 2011 г. в основном технически идентичен комплексу 2001 г., который за 10 лет «доведен до ума».

Видимо понимая, что самим справиться будет нелегко, менеджмент обоих российских шельфовых госкомпаний налаживает связи с зарубежными партнерами: Роснефть – с Exxon Mobil, BP; Газпром – с Shell, Total, ENI. Даст ли такое партнерство толчок развитию отечественного морского приборостроения или проблемы морских технологий только углубятся – вопрос актуальный, но лежит вне инженерной компетенции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Huntington D. R. Trojan – a drilling support ROV, MTS ROV'85 Conference // Proc. MTS/IEEE. San Diego, 1985.
2. Liddle D. Trojan: Remotely Operated Vehicle // Journ. Of Oceanic Engineering. 1986. Vol. OE-11. No. 3. P. 364–372.
3. Mann J., Williams W. Adapting ROV Operations Procedures to Today's Market // Proc. of an international conference «SUBTECH 87 – Adapting to Change». UK, Aberdeen, 1987.
4. Ricci F. Use of ROV's in operation of EAN underwater installation in the North Sea // Proc. of Intervention Sous-Marine ISM 90 conference. France, Toulon, 1990.

5. IMCA R 004. Code of practice for the safe and efficient operation of remotely operated ve-hicles. 2009. URL: http://www.imca-int.com/media/72417/imcar004.pdf.

6. ISO 13628-8:2002. Petroleum and natural gas industries. Design and operation of subsea production systems. Part 8: Remotely Operated Vehicle (ROV) interfaces on subsea production systems. International Standard Organization. Geneva, Switzerland, 2002.

7. Ferguson J., Pope A., Butler B. and Verrall R. Theseus AUV – Two Record Breaking Missions // Sea Technology Magazine. 1999. P. 65–70.

8. Griffiths G., Fernandes P.G., Brierley A.S. and Voulgaris G. Unescorted Missions with the Autosub AUV in the North Sea // Proc. of Int. Unmanned Undersea Vehicle Symposium. Newport, 2000.

9. Crees T., Kaminski C., Ferguson J. et al. Preparing for UNCLOS – an historic AUV de-ployment in the Canadian high arctic // Proc. of the Oceans. MTS Conference. Seattle, Washington, 2010.

10. Griffiths G., Rogers R., McPhail S.D., Meldrum D.T. Leaving and returning to harbour with an autonomous underwater vehicle // Proc. of Oceanology International '98, Brighton. New Malden: Spearhead Exhibitions, Ltd, 1998. Vol. 3. P. 75–87.

11. George R.A., Gee L., Hill A.W. et al. High-resolution AUV surveys of the Eastern Sigsbee Escarpment // Offshore Technology Conference Proc. Houston, Texus, 2002.

12. Casalino G. Control and Coordination Problems in Underwater Intervention Robotic Systems: Current Results and Future Challenges // Proc. of Workshop on Marine Robotics WMR 2013. Gran Canaria, Spain, 2013.

13. ГКИНП-11-140-81. РТМ. Топографо-геодезические работы на шельфе и внутренних водоемах: Термины и определения. М.: ЦНИИГАИК, 1981. 41 с.

14. Gordon S. Offshore & The Global Energy Markets // Proc. of Offshore Forum on October, 2012 at Trinity House in London. Clarkson Research Services Limited, 2013.

15. Hansen, R.L., Rickey, W.P. Evolution of Subsea Production Systems: A Worldwide Overview // Journal of Petroleum Technology. 1995.

16. Kopits S. Global Offshore Prospects SUT presentation. Houston, Texas, 2011.

17. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов: Подводные переходы. М.: Миннефтегазстрой, 1989.

18. СП 108-34-97. Свод правил по сооружению подводных переходов. М.: Изд-во ВНИИГАЗ, 1998.

19. Offshore standard. DNV-OS-F101. SUBMARINE PIPELINE SYSTEMS. Det Norske Veritas, Norway, 2000.

20. СТО Газпром 2-3.7-050-2006. Морской стандарт DNV-OS- F101: Подводные трубопроводные системы. М.: Изд-во ВНИИГАЗ, 2006.

21. ГОСТ Р 54382-2011. Нефтяная и газовая промышленность: Подводные трубопроводные системы: общие технические требования. М.: Стандартинформ, 2012. 269 с.

22. Стратегия развития морской деятельности Российской Федерации до 2030 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 8 декабря 2010 г. N 2205-р // Собрание законодательства РФ. 2010. № 51. С. 6954.

23. George R.A., Shyu J., Cauquil E. Deepwater AUV Logs 25,000 Kilometers Under the Sea // Sea Technology. 2003. Vol. 44, No 12. P. 10–15.

24. Nils S., Karstein V., Bjorn J. Detailed Seabed Surveys with AUVs, Technology and Applications of Autonomous Underwater Vehicles. Edited by Gwyn Griffiths // CRC Press. 2002.

25. Bingham D., Drake T., Hill A., Lott R. The application of autonomous underwater vehicle (AUV) technology in the oil industry – vision and experiences // Proc. of the FIG XXII International Congress. USA, Washington, DC, 2002.

26. Cauquil E., Stephane L., George R.A., Shyu J.-P. High-Resolution Autonomous Underwater Vehicle (AUV) Geophysical Survey of a Large, Deep Water Pockmark Offshore Nigeria // 65th EAGE Conference & Exhibition, Session: Non-Seismic for Hydrocarbons. Norway, Stavanger, 2003.

27. Barton B. AUVs get down to work // Offshore Engineer Magazine. 2002.

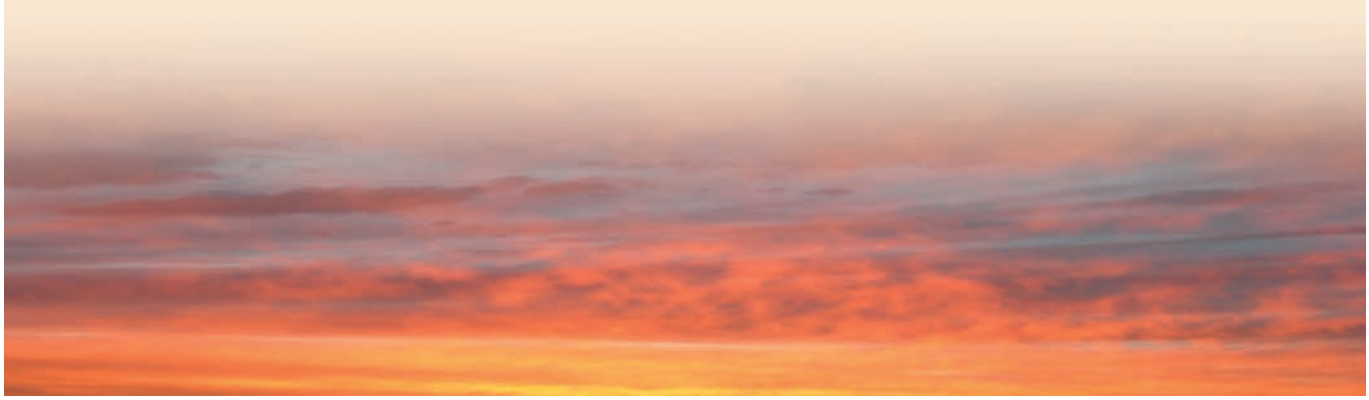
28. AUV survey technology unveils seabed for deepwater developments // World Oil Magazine. 2005. Vol. 226. No. 4.

29. Maggie L. Merrill AUVs are going mainstream // Marine Technology Reporter Magazine. 2007.

30. Kleiner Art A., Northcutt Jay G. AUV Sea Trials and Tribulations: 36 months and 25,000 kilometers later – was it worth it? // Hydro International Magazine. 2004. Vol. 8.

31. Mair J. AUV Technology – Will it soon be a Reality? Global Technology Manager. Subsea 7. URL: https://secure2.symphonyem.co.uk.

32. IMCA S 011. The Safe Operation of Autonomous Underwater Vehicles (AUVs). URL: http://www.imca-int.com/media/70500/imcas011.pdf .

33. Стенограмма совещания «О перспективах освоения ресурсов континентального шельфа России» (Новый Уренгой, 2013 г.). URL: http://government.ru/docs/22397/.

34. Стенографический отчет о заседании Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности (Московская область, Ново-Огарево, 2013 г.). URL: http://www.kremlin.ru/news/17511.