

УДК 553.98.04(26)

**Новиков Ю.Н.**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## **НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА МОРСКОЙ ПЕРИФЕРИИ РОССИИ**

*Рассматриваются некоторые проблемы, сопровождающие процесс изучения и освоения углеводородного потенциала морской периферии России, а именно: недостаточная обоснованность оценок морского углеводородного потенциала, обусловленная его региональной недоизученностью; неоднозначность оценок запасов морских месторождений; неоптимальная организация как региональных, так и поисково-разведочных работ; не соответствующая современным требованиям технико-техническая база, обеспечивающая как проведение поисково-разведочного бурения, так и освоение морских месторождений нефти и газа.*

***Ключевые слова:** морской углеводородный потенциал, ресурсные оценки, недропользователи, лицензирование акваторий, поисково-разведочное бурение, плавучие буровые установки, морские месторождения углеводородов, морские эксплуатационные платформы.*

Морская периферия России – это акватории 10 окраинных и 4 внутренних морей, а также Тихого океана, омывающие ее территории с севера, востока, юга и запада. Добыча нефти, газа и конденсата сегодня ведется: на севере – подводное продолжение Юрхаровского месторождения в Тазовской губе Карского моря; на востоке – пять месторождений в рамках проектов Сахалин-1 и Сахалин-2 в Охотском море; на юге – месторождение им. Ю. Корчагина в Каспийском море; на западе – Кравцовское месторождение в Балтийском море. Всего в разработке находятся 9 объектов, включая Бейсугское газовое месторождение в Азовском море, которое эксплуатируется еще с 1971 г. Несмотря на обширнейшую географию, морская нефтегазодобыча в России развивается не столь стремительно, как планируется. Суммарный объем накопленных добычи всех видов углеводородного сырья в начале 2012 г. достиг отметки 300 млн. т н.э., что составляет немногим более 3 % от суммарного объема разведанных морских запасов углеводородов (УВ) категории С<sub>1</sub> и всего 0,2 % извлекаемых начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ по состоянию на 01.01.2009 г. Проект «Программы разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов на долгосрочную перспективу» предусматривает значительное увеличение объемов морской нефтегазодобычи. Для ее реализации потребуется решение комплекса проблем, сопровождающих процесс изучения и освоения УВ потенциала морской периферии России.

В настоящем сообщении рассматриваются некоторые из этих проблем, а также возможные пути их решения.

### **Достоверность ресурсных оценок морского углеводородного потенциала России**

**Суть проблемы.** Большая часть морского УВ потенциала России (84,1 %) сосредоточена на обширном арктическом шельфе. Но он в значительной мере регионально недоизучен – и сейсмическими исследованиями, и особенно параметрическим бурением. Региональная недоизученность арктических акваторий позволяет на одних и тех же недостаточно достоверных фактических основаниях выполнять разные, порой практически несопоставимые ресурсные оценки.

Сопоставление количественных оценок НСР УВ, выполненных с 1993 г. (фактическое повторение оценки 1988 г.) – по 2011 г., показывает, что для большей части российских акваторий их уточнение имеет скорее «косметический» характер. Современные оценки их ресурсов базируются на моделях, разработанных еще в 80-х гг. прошлого столетия. Результаты оценок локализованных и перспективных ресурсов, выполняемых сегодня недропользователями в рамках своих лицензионных участков, нередко превышают официально принятые объемы НСР УВ, что свидетельствует об отсутствии единых подходов в этом вопросе [Проблемы..., 2012 г.].

Впрочем, отсутствие параметрического бурения на огромных площадях арктического шельфа делает все выполненные оценки НСР УВ, включая новейшую, недостаточно обоснованными [Супруненко и др., 2012 г.].

**Пример.** Суммарная площадь трех Восточно-Приновоземельских участков в Карском море (126 тыс. км<sup>2</sup>) составляет почти треть акваториального продолжения Западно-Сибирской НГП; этот район является северной краевой частью провинции и явно не относится к категории наиболее ресурсоемких.

Тем не менее, прописанный в лицензионных соглашениях суммарный объем НСР УВ всех трех участков значительно превышает усредненное значение для шельфа Карского моря в целом в соответствии с официальной оценкой на 01.01.2002 г.; при этом доля жидких УВ занижена вдвое. Недропользователь на двух участках оценивает объем НСР УВ в 1,3 раза и в 1,7 раз выше – по сравнению с лицензионными соглашениями, на третьем участке – в 1,5 раза ниже (табл. 1). Прописанная в лицензионных соглашениях доля извлекаемых жидких УВ по трем участкам меняется от 3,5 % до 10,1 %; недропользователь оценивает долю жидкой составляющей в диапазоне 12,5-50,1 %. Заявленные недропользователем крайне сомнительные по достоверности прогнозные ресурсные оценки в 2011 г. тогдашний

глава правительства озвучил как вполне обоснованные и с высокой вероятностью переводимые в запасы [Григорьев, Новиков..., 2012].

Таблица 1

**Ресурсные оценки лицензионных участков Карского моря**

Лицензионные участки	Площадь, км <sup>2</sup>	Прогнозные извлекаемые ресурсы			
		Всего, млн. т н.э.	в т.ч.		Газ, млрд. м <sup>3</sup>
			Нефть+Конденсат		
		млн. т	%		
Восточно-Приновоземельский 1	47 400	4 004,6	172,5	4,3 %	3 832,1
		<b>6 647,0</b>	<b>3 330,0</b>	<b>50,1 %</b>	<b>3 317,0</b>
Восточно-Приновоземельский 2	39 504	6 854,0	692,8	10,1 %	6 161,1
		<b>4 557,0</b>	<b>1 823,0</b>	<b>40,0 %</b>	<b>2 734,0</b>
Восточно-Приновоземельский 3	39 000	7 442,7	262,9	3,5 %	7 179,8
		<b>9 721,0</b>	<b>1 181,0</b>	<b>12,5 %</b>	<b>8 540,0</b>
Всего по трем участкам	125 904	18 301,3	1128,2	6,2 %	17 183,1
		<b>20 925,0</b>	<b>6 334,0</b>	<b>30,3 %</b>	<b>14 591,0</b>



1



2

1 - в соответствии с лицензионными соглашениями – ФГУП «ВНИГНИ»; 2 - в соответствии с оценкой недропользователя – ОАО «НК «Роснефть».

Таким образом, сегодня на российских акваториях фактически сосуществуют три вида вполне легитимных ресурсных оценок: 1 – официальная количественная оценка НСР УВ (ФГУП «ВНИИОкеангеология»); 2 – оценка, прописанная в лицензионных соглашениях (ФГУП «ВНИГНИ»); 3 – оценка, выполненная недропользователем (ОАО «НК «Роснефть»).

Похожая картина наблюдается и в российской части бывшей «серой зоны» в Баренцевом море, лицензии на освоение которой ОАО «НК «Роснефть» получила в начале 2012 г.: по сравнению с официальной оценкой объем ресурсов значительно возрос, а доля извлекаемых жидких УВ увеличена с 8 % до 54 %.

**Пути решения проблемы.** Проведение необходимого комплекса региональных работ, включая параметрическое бурение; выполнение оценки морского ресурсного УВ потенциала стандартными и сопоставимыми методами.

**Позитив.** В обсуждаемом сегодня проекте «Программы разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов на долгосрочную перспективу» предусматривается бурение 7-9 параметрических скважин на континентальном шельфе. В связи с этим, предлагается разработать «Положение об организации параметрического бурения на континентальном шельфе» и подготовить программу параметрического бурения до 2030 г. с желательным началом ее реализации не позднее 2015 г. [Супруненко и др., 2012].

### Организация региональных геологоразведочных работ

**Суть проблемы.** Региональные геологоразведочные работы выполняются за счет средств государственного бюджета, поисково-разведочные – за счет средств недропользователей. В соответствии со сложившейся практикой организации морских геологоразведочных работ, в тех районах акваторий, где имеются заявленные намерения недропользователей, региональные работы не проводятся.

Их проведение фактически застопорилось после «раздела» всего российского шельфа между ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть». Лицензии и неоформленные заявки двух монополистов покрывают практически все районы шельфа таким образом, что нормальная организация региональных работ стало невозможной, хотя необходимость их проведения не вызывает сомнений – ни у государства, ни у недропользователей.

**Пример 1.** Большая часть предложений о включении в Перечень новых объектов геологоразведочных работ на 2013 г., выполняемых на акваториях России за счет средств федерального бюджета, была исключена из рассмотрения в связи с неожиданным появлением в июне 2012 г. письма руководителя ОАО «Газпром» с просьбой о передачи Обществу 29 перспективных объектов на шельфах Баренцева, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского, Чукотского, Охотского и Черного морей. Аналогичная заявка ОАО «НК «Роснефть» включает 15 перспективных объектов в Баренцевом, Печорском, Карском, Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском морях.

Казалось бы, подобная сверхмонополизация морской деятельности двумя государственными компаниями должна была бы способствовать рациональному и оперативному решению всех возникающих проблем... Как бы не так!

**Пример 2.** Сразу же после подписания межгосударственного соглашения о делимитации морской границы в Баренцевом море, Норвежский нефтяной директорат организовал сейсмические исследования в норвежской части свода Федынского, где предполагается открытие гигантского месторождения, превосходящего Штокмановское: в 2011-2012 гг. было отработано около 30 тыс. пог. км профилей. С российской стороны в 2011 г. еще только рассматривались предложения о проведении аналогичных исследований в 2012 г. за счет средств федерального бюджета. В январе 2012 г. стало известно, что права на освоение российской части переданы Роснефти, так что работы здесь могут начаться не ранее 2013 г., когда норвежская сторона уже будет анализировать полученные результаты и, возможно, приступит к поисковому бурению.

**Пути решения проблемы.** Совместно с главными недропользователями разработать и утвердить Программу региональных работ на арктическом шельфе с обоснованием необходимых видов и объемов геологоразведочных работ, источников и объемов их ежегодного финансирования.

### **Организация и повышение эффективности поисково-разведочных работ**

**Суть проблемы.** Негласный раздел российского шельфа между ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть», устраняет здоровую конкурентную среду, необходимую для обеспечения эффективного освоения громадного морского УВ потенциала России. И вместе с тем, не устраняет бесплодные конфликты и пока не способствует достижению приростов запасов нефти и газа в объемах, планируемых государством.

**Пример.** В состав ООО «Камчатнефтегаз» (дочернего предприятия ОАО «НК «Роснефть») выполнявшего поисковые работы на Западно-Камчатском лицензионном участке, входил иностранный участник (Национальная нефтяная корпорация KNOC Южной Кореи), обладавший плавучей буровой установкой (ПБУ). В 2005-2006 гг. на участке были проведены сейморазведочные работы 2D в объеме 13 тыс. пог. км; в 2007 г. на двух перспективных объектах были проведены работы 3D и к поисковому бурению подготовлены первоочередные структуры. Выполнить на них бурение в соответствии с лицензионными соглашениями не удалось – из-за запрета Министерства обороны. В 2008 г. – после получения соответствующего разрешения – была, наконец, пробурена Западно-Сухановская скважина, и ПБУ уже была установлена на точку бурения второй скважины. Но 1 августа закончился срок действия лицензии, лицензионные обязательства формально не были выполнены, и в просьбе о продлении лицензии было отказано.

Отказано потому, что в 2009 г. лицензия на Западно-Камчатский участок была передана ОАО «Газпром». Но прежний владелец отказался передать результаты выполненных работ новому недропользователю, и тот вынужден был в 2010 г. повторно провести на той же площади сейсмические работы 2D в объеме 8 000 пог. км. В 2011 г. на ближайшей к берегу перспективной структуре – Первоочередной – было проведено бурение, не завершённое испытанием скважины.

**Пути решения проблемы.** Приведение в соответствие планов государства и реальных возможностей недропользователей в сфере морской нефтегазодобычи; оценка эффективности действующих на континентальном шельфе недропользователей и, в случае необходимости, – расширение их предельно узкого круга.

**Позитив.** ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» заключили соглашение о сотрудничестве по созданию и совместному использованию инфраструктуры при освоении шельфовых месторождений. Соглашение было подписано И. Сечиным и А. Миллером в присутствии председателя правительства Д. Медведева. Подготовлена инвестиционная программа по разработке шельфа объемом 500 млрд. руб. до 2015 г.

### Техническая оснащенность поисково-разведочных работ

**Суть проблемы.** Обеспечение планируемых приростов запасов нефти и газа на континентальном шельфе требует соответствующей технической оснащенности. Все плавучие средства поисково-разведочного бурения, которыми Россия сегодня располагает, представлены в табл. 2.

Таблица 2

#### Российские плавучие установки поисково-разведочного бурения в период 1994-2012 гг.

Название	Тип	Год и место постройки	Технические возможности		Район работ	Владелец
			Глубина воды, м	Глубина скважин, м		
Обский-1	ПБК	2006, Тюмень	2-10	2 900	Обская, Тазовская губы	ООО «Газфлот»
Б/н	МБК	2008, Астрахань	1,5-12	5 000	Каспийское море	ООО «ПетроРесурс»
Кольская	СПБУ	1985, Финляндия	12-100	6 000	Аренда за рубежом Шельф Камчатки	ФГУП «Арктикморнефтегазразведка»
Мурманская	СПБУ	1985, Финляндия	12-100	6 000	Печорское море, Обская губа	ФГУП «Арктикморнефтегазразведка»
Амазон	СПБУ	1982, Норвегия	4-51	3 000	Обская, Тазовская губы	ООО «Газфлот»
Астра	СПБУ	2000, Астрахань	5-38	5 000	Каспийское море	ООО «Каспийская буровая экспедиция»
Арктическая	СПБУ	2011, Северодвинск	7-100	6 500	Шельф Карского моря	ООО «Газфлот»
Полярная звезда	ППБУ	2011-2012, Выборг-Южная Корея	70-500	7 500	Шельф Сахалина Штокман	ООО «Газфлот»
Северное сияние	ППБУ					

*ПБК – плавучий буровой комплекс; МБК – модульный буровой комплекс; СПБУ – самоподъемная буровая установка; ППБУ – полупогружная буровая установка.*

*История вопроса.* Широкомасштабное изучение морского УВ потенциала СССР происходило в 70-80-е гг. прошлого столетия – вплоть до начала 90-х. Первоочередными районами нефтегазопоисковых работ стали акватории морей, являющиеся непосредственным продолжением нефтегазоносных территорий.

На востоке страны – это шельф Сахалина, началом новейшего этапа изучения которого стало подписание соглашения между Правительством СССР и японской компанией SODECO (1975 г.). Произошло коренное техническое переоснащение морских геологоразведочных работ: сейсмические исследования стали проводиться по новой методике МОВ ОГТ 24\*-48\*, что позволило повысить их глубинность до 4-6 км, иногда – до 8 км и более; исследования приобрели комплексный характер и стали сопровождаться набортными грави- и магниторазведкой, геохимической съемкой. В рамках соглашения морские геологоразведочные работы выполнялись в 1976-1983 гг. С 1984 г. «Сахалинморнефтегаз» продолжил работы на шельфе самостоятельно: кратность работ увеличилась до 96\*, и в 1996 г. глубинность исследований достигла уже 9-10 км.

В период 1977-1992 гг. на охотоморском шельфе было открыто восемь месторождений, пять из которых сегодня являются сырьевой базой проектов Сахалин-1 и Сахалин-2. При подготовке проекта Сахалин-1 впервые на российском шельфе были использованы передовые технологии 3D сейсморазведки.

На западе – это подводное продолжение Балтийской НГО, где сотрудничество с государствами-членами Совета Экономической Взаимопомощи происходило в рамках совместного предприятия «Петробалтик». Результатом стало открытие двух нефтяных месторождений, одно из которых сегодня успешно разрабатывается.

На юге главным объектом работ стала глубоководная часть Каспийского моря в рамках Южно-Каспийской НГП, ныне принадлежащая Азербайджану и Туркмении. Более мелководные центральная и северная части в то время рассматривались как малоперспективные: единственное морское месторождение здесь было открыто еще в 1974 г.

Высокие перспективы арктического шельфа связывались, в первую очередь, с Печорским и Карским морями, являющимися акваториальными продолжениями Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинций; основанием для постановки работ в Баренцевом море послужили открытия в море Северном. В период 1983-1992 гг. на западно-арктических акваториях было открыто 10 месторождений, включая уникальные – Штокмановское, Ленинградское, Русановское, что было бы невозможно без использования

передовых технологий и опыта, накопленного к тому времени на отечественных и зарубежных акваториях.

Таким образом, в результате планомерных поисковых работ в период с 1977 г. по 1992 г. на акваториях Баренцева, Печорского, Карского (шельф), Охотского, Японского, Азовского и Балтийского морей были открыты 23 месторождения нефти и газа. Проведение морского бурения в таких масштабах и в столь разобщенных регионах страны потребовало создания настоящей буровой флотилии.

Начало ей было положено в 1975 г., когда в СССР приступили к серийному строительству самоподъемных буровых установок (СПБУ) типа «Бакы»; еще 9 СПБУ были построены в Финляндии; с 1980 г. на Выборгском судостроительном заводе началось строительство серии из 12 полупогруженных буровых установок (ППБУ) типа «Шельф»; были построены 3 буровых судна типа «Шашин». Эта флотилия в целом была предназначена для бурения на средних и больших глубинах моря. Отсутствовали установки для бурения на малых глубинах моря – плавучие баржи и погружные буровые установки (ПБУ); отсутствовали и эксплуатационные платформы.

В 1990-е гг., после распада СССР, от этой флотилии на акваториях России только и остались: две СПБУ – «Мурманская» и «Кольская», принадлежавшие ФГУП «Арктикморнефтегазразведка», и одна ППБУ – «Шельф-7».

Из 23 морских месторождений, открытых в советский период, были востребованы и стали готовиться к освоению десять; пять из них сегодня разрабатываются. Тринадцать месторождений остались невостребованными – либо в силу незначительности объема запасов или неудовлетворительного качества УВ сырья, либо в силу технической недоступности.

В новых условиях морские нефтегазописковые работы были возобновлены усилиями недропользователей. Решение проблемы технического оснащения этих работ проводилось в рамках трех основных вариантов: 1) постройка собственных плавучих буровых установок (ПБУ); 2) их аренда; 3) бурение наклонно-направленных скважин с берега – как гораздо более доступная и менее затратная альтернатива ПБУ.

Сначала работы возобновились на арктическом шельфе (ОАО «Газпром»), чуть позднее – на акваториях дальневосточных (ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Сибнефть-Чукотка») и южных (ОАО «Лукойл») морей. Вместе с крупными компаниями к этим работам присоединились независимые недропользователи, но их возможностей хватает лишь на проведение сейсмических работ. Даже Сибнефть-Чукотка прекратила свою морскую

деятельность после безуспешного бурения единственной скважины в Беринговом море в 2002 г.

В составе ОАО «Газпром» для ведения морских поисковых работ в 1994 г. было создано специализированное предприятие – ОАО «Газфлот». С использованием оставшихся еще с советских времен СПБУ в Печорском море были открыты первые собственно российские месторождения: Варандей-море (1995 г.), Медыньское-море (1997 г.) и Долгинское (1999 г.). Позднее СПБУ «Мурманская» была использована в Обской губе Карского моря, где в 2000 г. были открыты месторождения Северо-Каменномыское и Каменномыское-море. Однако использование установки с осадкой 8 м в условиях Обской губы с глубинами менее 12 м вызывало ряд технических проблем, а необходимость сезонной транспортировки в Мурманск на зимний отстой приводила к сокращению рабочего периода на 25 дней.

Поэтому с 2002 г. для проведения бурения в Обской и Тазовской губах используется СПБУ «Амазон», способная бурить на глубинах воды от 4 до 51 м (см. табл. 2): построена она в 1982 г. в Норвегии; эксплуатировалась на шельфе Африки; в 2001-2002 гг. прошла ремонт и модернизацию в Финляндии, на Мурманском СРЗ было проведено ее дооборудование и подготовка к работе в условиях Арктики. Для ее базирования и зимнего отстоя была специально оборудована стоянка в порту Ямбурга. Ограниченный рабочий период (с 15 июля – по 1 октября) не позволяет бурить более 2-3 скважин за сезон. Тем не менее, за 10 лет СПБУ «Амазон» пробурила 19 скважин, и ни одна из них не оказалась «сухой».

Для бурения в столь специфических ледовых и гидрографических условиях на Тюменском судостроительном заводе был построен плавучий буровой комплекс (ПБК) «Обский-1», спроектированный на базе баржи и способной бурить на глубинах воды 2-10 м.

В 1995 г. началось строительство ледостойкой СПБУ «Арктическая», предназначенной для ведения разведочного и эксплуатационного бурения в условиях мелководья Карского моря. В 1999 г. строительство на ОАО «ЦС «Звездочка» и ПО «Севмаш» (Северодвинск) было приостановлено из-за отсутствия финансирования; в 2005 г. – возобновлено, но уже по модернизированному проекту, что значительно расширило возможности установки: глубина скважин – до 6 500 м, глубина воды от 7 до 100 м. Передана заказчику в конце 2011 г.

На значительных глубинах моря бурение может производиться только с использованием ППБУ. Сегодня спрос на них превышает предложение, и аренда обходится очень дорого: в 2006 г. строительство разведочной скв. 7 на Штокмановском месторождении

с использованием арендованной ППБУ обошлось в \$110 млн., а сегодня ООО «Газфлот» закладывает стоимость морских скважин в свои будущие проекты уже на уровне \$300 млн.

На шельфе Охотского моря ОАО «Газпром» начал активную деятельность в 2009 г., а в 2011 г. были пробурены сразу 3 скважины. На шельфе Сахалина бурение выполняли: арендованная ППБУ и впервые – построенная за счет собственных средств ППБУ «Полярная звезда», на шельфе Западной Камчатки – СПБУ «Кольская», которая была транспортирована из Мурманска по Северному морскому пути. Проблемы при транспортировке привели к срыву графика бурения, а необходимость выполнения контрактных обязательств на шельфе Вьетнама повлекла досрочное прекращение проходки скважины. При транспортировке в декабре – в штормовых условиях – СПБУ «Кольская» затонула у берегов Сахалина с большей частью и морского, и бурового экипажей.

Для обеспечения эксплуатации Штокмановского месторождения в 2008 г. на Выборгском судостроительном заводе было начато строительство двух ППБУ шестого поколения – «Полярная звезда» и «Северное сияние», являющихся одними из самых современных и больших в мире в своем классе. Они предназначены для бурения разведочных и эксплуатационных скважин в арктических условиях: предельная глубина скважин – 7 500 м при глубинах моря от 70 до 500 м. Построенные здесь основания платформ были отправлены в Южную Корею, где они были состыкованы с верхними элементами, изготовленными компанией Samsung. Обе платформы были построены всего за три года. В ближайшие годы они будут работать на охотоморском шельфе.

За 17 лет, с 1994 г. по 2011 г., ООО «Газфлот» своими и арендованными ПБУ завершило строительство 37 поисково-разведочных скважин в Печорском море, Обской и Тазовской губах, на шельфе Сахалина, что обеспечило прирост запасов: нефти – около 300 млн. т, газа – более 1 трлн. м<sup>3</sup>. Ярким показателем совершенствования техники и технологии морского бурения стало повышение средней скорости механического бурения: с 6 м/час в 1996 г. – до 15 м/час сегодня, т.е. в 2,5 раза.

ООО «НК «Роснефть» проводит морские нефтегазопроисследовательские работы в Охотоморском регионе с 2000 г.: пробурены 14 скважин, включая три наклонно-направленных с берега, открыто 4 месторождения.

Роснефть, являющаяся старейшим и основным недропользователем на территории Сахалина, для поиска месторождений нефти на сопредельной акватории Охотского моря – вне зарубежного партнерства – руководствуется принципом «Лучше – синица в руке...». В 2011-2012 гг. двумя наклонно-направленными скважинами с берега была разбурена

Лебединская структура, содержащая небольшие запасы нефти, что позволило поставить ее на учет в Госбаланс как Лебединский купол месторождения Одопту-море. Теперь остается понять: окажется ли оправданной ставка на снижение геологических и технологических рисков небольшими объемами разведанных запасов; тем более, что более половины их оказалось за пределами лицензионного участка – в границах Сахалина-1.

Другим подобным объектом является Астрахановская структура в Сахалинском заливе, ранее уже разбуренная двумя скважинами (2000 г., 2002 г.) в т.ч. с берега.

Тем не менее, бурение с берега, как гораздо менее затратная альтернатива морским буровым платформам, требует наличия и соответствующих технических средств, и финансовых возможностей.

Единственный независимый отечественный недропользователь на шельфе Сахалина – ЗАО «Петросах» (Пограничный участок). На берегу находится разрабатываемое Окружное месторождение нефти, а рядом в море на расстоянии менее 3 км – Восточно-Окружная структура. В 2006 г. попытка разбурить ее с берега не удалась – не хватило мощности станка. Решено было попытку не повторять, а разбурить с берега же более перспективную Витницкую структуру, расположенную на расстоянии 5 км. Станок требуемой мощности удалось найти лишь в Волгограде; для его мобилизации и монтажа требовалось 240 грузовых железнодорожных платформ и два года времени. Грандиозная эпопея не удалась – наступил кризис и недропользователь работы на участке более уже не возобновлял.

В менее привычных сугубо морских проектах Роснефть предпочитает делить риски с зарубежными партнерами. Для реализации совместных проектов было арендовано 6 буровых установок – три ППБУ и три СПБУ. Впрочем, такие альянсы сами по себе не являются гарантией успеха.

Результатом сотрудничества с компанией ВР стало открытие единственного месторождения в 2006 г., экономическая эффективность освоения которого не внушает оптимизма, и безуспешное бурение трех скважин на структурах, суммарные извлекаемые запасы нефти которых оценивались в объеме 680 млн. т. В итоге ВР вышла из этих проектов.

Специфичность организации нефтегазопроисследовательских работ на акваториях южных морей заключается в том, что возможности аренды плавучих установок существенно ограничены.

Каспийское море – закрытый водоем и арендовать можно лишь то, что плавает по его акватории. Основному производителю буровых работ в российском секторе – ООО «БКЭ-Шельф» (бывшее подразделение ОАО «Лукойл») – принадлежит СПБУ «Астра», изготовленная в 2000 г. и прошедшая впоследствии модернизацию на предприятии «Красные

баррикады» (г. Астрахань). Благодаря продуманным действиям ООО «Лукойл – Нижневолжскнефть» в период 2001-2005 гг. с ее помощью было открыто 6 крупных месторождений. Но возможности установки ограничены глубиной моря 38 м.

Для разбуривания более глубоководных структур использовалась арендованная у Азербайджана ППБУ «Гейдар Алиев»: в 2004-2005 гг. была безуспешно разбурена структура Ялама-Самур, в 2008 г. – структура Центральная, что привело к открытию крупного месторождения. Аренда установки стоила \$500 тыс./сутки; еще дороже аренда ППБУ у Ирана. Поэтому принято решение о строительстве буровой установки, способной работать на больших глубинах моря, чем СПБУ «Астра».

Противоположная проблема – бурение в условиях предельного мелководья (до 2 м). Для ее решения ООО «ПетроРесурс» в 2008 г. использовал временной модульный буровой комплекс (МБК), отдельные элементы которого берутся в аренду. Стоимость бурения одной скважины таким доморощенным способом составила \$20 млн. С целью повышения эффективности бурения и снижения затрат, появился проект строительства СПБУ, но он так и не был реализован. В качестве альтернативы возникла идея о проведении бурения с искусственных насыпных сооружений, ограничивающих судоходный фарватер.

Проблемой аренды плавучих установок для работы в Черном и Азовском морях является необходимость их проводки под мостами через Босфор и Дарданеллы.

В условиях мелководного Азовского моря применяются два технологических способа проведения поискового бурения: наклонно-направленное бурение с берега и бурение с использованием СПБУ, арендованной у Украины.

В Черном море, напротив, требуются ППБУ, способные бурить на глубинах моря 1 500-2 000 м. Очевидно, что мобилизация такой установки ради бурения одной скважины – крайне нерациональное предприятие. Необходимо подготовить к бурению сразу несколько скважин, но проведение бурения станет возможным только по окончании олимпиады в Сочи.

Таким образом, разрозненными усилиями недропользователей в период с 1995 г. по 2011 г. на акваториях Печорского, Карского (Обская и Тазовская губы), Охотского, Каспийского и Азовского морей было открыто 23 месторождения нефти и газа. При этом техническая и организационная политика у разных недропользователей, равно как и эффективность геологоразведочных работ, обеспечивших эти открытия, оказались существенно различными. Весьма различны и перспективы освоения открытых месторождений. Но в целом, по сравнению с ранее открытыми морскими месторождениями,

они располагаются в условиях большей доступности, определяемой, в первую очередь, глубинами моря и расстоянием от берега.

Всего на акваториях России было опоисковано 120 перспективных объектов, включая прибрежно-морские, т.е. расположенные по обе стороны береговой линии; подавляюще большая их часть была разбурена за последние 35 лет (табл. 3). Ровно половина разбуренных объектов перешла в категорию месторождений, и коэффициент успешности бурения составил таким образом 0,50 или 50 %.

Наиболее успешным стало поисковое бурение на западно-арктических акваториях, где из 38 разбуренных объектов продуктивными оказались 27 (успешность бурения – 71 %).

Близким к среднему значению оказалось бурение на южных акваториях: из 29 разбуренных объектов продуктивными оказались 14 (успешность бурения – 48 %).

На дальневосточных акваториях разбурено наибольшее количество объектов – 47, но продуктивными из них оказались лишь 17 (успешность бурения – 36 %). Наименее успешным было бурение в Японском море, где из 11 разбуренных объектов продуктивным оказался лишь один (успешность бурения – 9 %).

На восточно-арктических акваториях выявлено 73 потенциальных ловушек УВ, но ни одна из них пока не разбурена и к бурению не подготовлена.

**Пути решения проблемы.** Определить согласованную техническую политику государства и недропользователей для обеспечения морского поисково-разведочного бурения в планируемых объемах.

**Позитив.** В 2011-2012 гг. по заказу ООО «Газфлот» были закончены строительством и приступили к работе: самоподъемная плавучая буровая установка «Арктическая» и две полупогружные буровые установки – «Полярная звезда» и «Северное сияние».

### **Неоднозначность оценок запасов нефти и газа**

**Суть проблемы.** Первая в СССР классификация запасов нефти была разработана в 1928 г.; впоследствии было принято семь ее модификаций, включая последнюю – 1983 г<sup>1</sup>. В 2001 г. в России была принята Временная классификация, по существу, повторившая предыдущую. Все модификации отечественной классификации разрабатывались применительно к условиям автономно развивавшейся социалистической плановой экономики. Утвержденная в 2005 г. новая Классификация стала первой попыткой создания отечественной классификации с использованием международных стандартов.

---

<sup>1</sup> См. статью Новиков Ю.Н. Эволюция отечественной классификации запасов и ресурсов нефти и газа: от трёх - к восьми // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/3/7\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/7_2009.pdf)

Таблица 3

Результаты поисково-оценочного бурения на акваториях России по состоянию на 01.01.2012 г.  
(по [Проблемы воспроизводства..., 2012] с дополнениями)

Регион, море	Число разбуренных объектов	Результаты поисково-оценочного бурения				
		Положительные – месторождения			Отрицательные (выведенные из фонда подготовленных)	Коэффициент успешности бурения
		морские	прибрежно-морские	всего		
Балтийское	6	2	–	2	4	0,33
<b>Западно-арктические моря</b>						
Баренцево и Печорское	23	11	1	12	11	0,52
Карское	15	6	9	15	–	1,00
<b>Регион в целом</b>	<b>38</b>	<b>17</b>	<b>10</b>	<b>27</b>	<b>11</b>	<b>0,71</b>
<b>Восточно-арктические моря</b>						
Лаптевых	–	–	–	–	–	–
Восточно-Сибирское	–	–	–	–	–	–
Чукотское	–	–	–	–	–	–
<b>Регион в целом</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Дальневосточные моря</b>						
Берингово	1	–	–	–	1	–
Охотское	35	16	–	16	19	0,46
Японское	11	1	–	1	10	0,09
<b>Регион в целом</b>	<b>47</b>	<b>17</b>	<b>–</b>	<b>17</b>	<b>30</b>	<b>0,36</b>
<b>Южные моря</b>						
Каспийское	16	9	1	10	6	0,63
Азовское	12	2	2	4	8	0,33
Черное	1	–	–	–	1	–
<b>Регион в целом</b>	<b>29</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>0,48</b>
<b>ШЕЛЬФ РОССИИ</b>	<b>120</b>	<b>47</b>	<b>13</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>0,50</b>

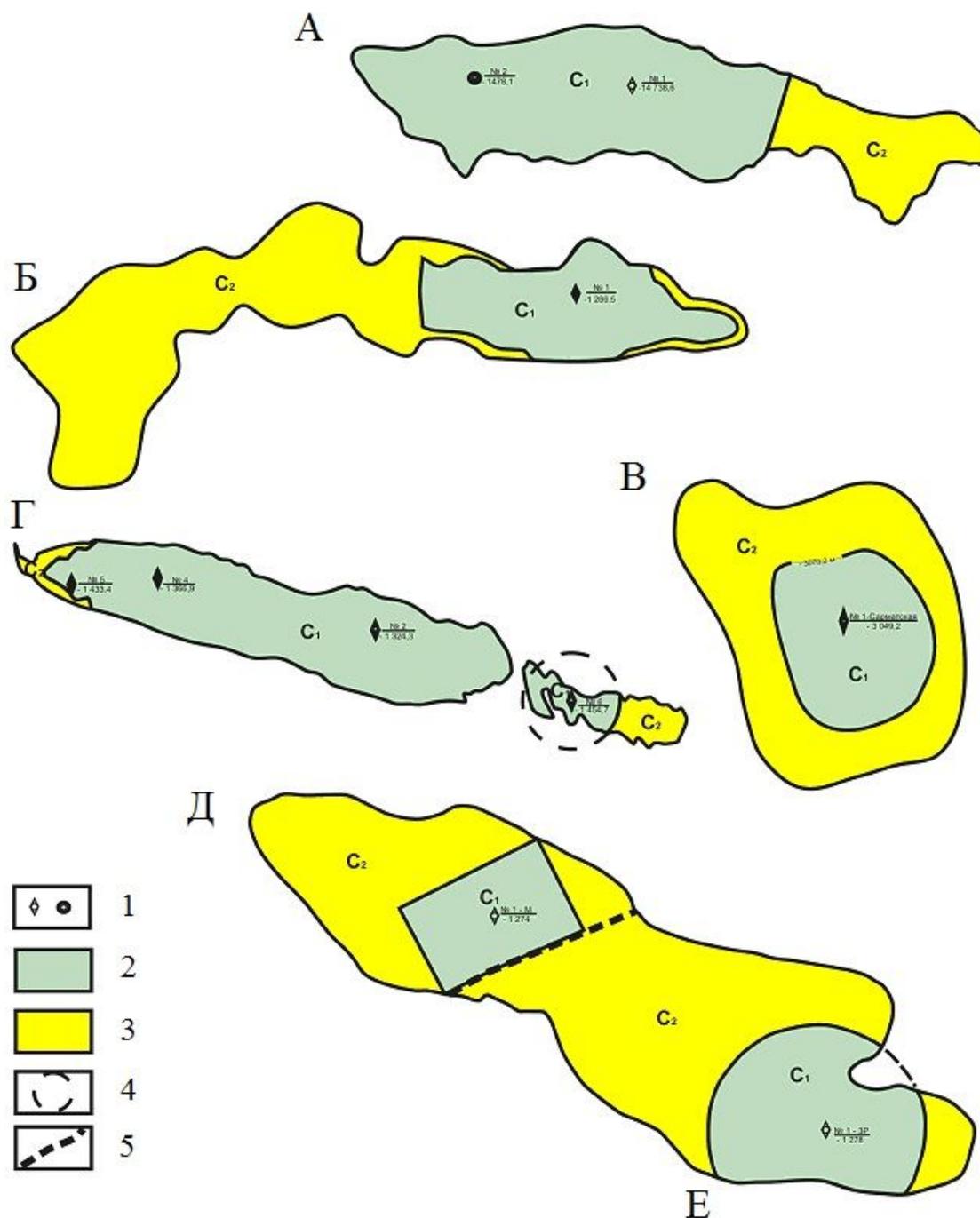
Но она так и не была введена в действие: ни 01.01.2009 г., как планировалось; ни в 2012 г. – в соответствии с переотложенным сроком ее введения. На сегодняшний день официально действующей остается Временная классификация. Но она не сопровождается, как принято, Методическими рекомендациями по применению. И недропользователи произвольно оценивают запасы открываемых месторождений по классификациям 1970, 1983 и 2005 гг. Поэтому запасы нефти и газа отечественных месторождений несопоставимы по геологической обоснованности не только с оцененными в соответствии с международными стандартами, но и между собой [Новиков, 2011].

**Пример 1.** Мурманское газовое месторождение в Баренцевом море было открыто в 1983 г. и в этом же году была принята очередная классификация запасов. Подсчет запасов производился на основании классификации 1970 г., хотя завершен был лишь в 1990 г. В результате ревизии и актуализации первоначальный объем запасов свободного газа Мурманского месторождения был существенно увеличен почти на 10 млрд. м<sup>3</sup>; при этом в результате методического пересчета и корректировки категорийной структуры запасов доля разведанных запасов категории С<sub>1</sub> уменьшилась: с 50,2 % – до 29,2 %.

**Пример 2.** При оценке запасов месторождений, открываемых даже в одном регионе – Каспийское море – происходит следующее (рис. 1):

- разные компании оценивают запасы своих месторождений по разным правилам (а, б, д);
- одна компания оценивает запасы по разным правилам даже в рамках одного месторождения (г);
- на одной структуре разные компании оценивают запасы по разным правилам (д, е).

**Пути решения проблемы.** Доработать, согласовать с недропользователями и утвердить новую отечественную классификацию запасов нефти и газа, соответствующую международным стандартам, в соответствии с которыми способ выделения участков подсчета разведанных запасов жестко лимитирован и произвольные отклонения от него недопустимы: это – строго определенный контур вокруг продуктивной скважины, размер которого определяется радиусом дренирования [Новиков, 2011].



**Рис. 1. Примеры неоднозначности оценки запасов на морских месторождениях Каспийского моря**

*А – месторождение им. Ю. Корчагина, 2001 г., ООО «Лукойл-Нижневожскнефть»; Б – месторождение Укатное, 2010 г., ООО «Каспийская нефтяная компания»; В – месторождение Сарматское, 2003 г., ООО «Лукойл-Нижневожскнефть»; Г – месторождение им. В. Филановского, 2005 г., ООО «Лукойл-Нижневожскнефть»; Д – месторождение Морское, 2009 г., ООО «Петроресурс»; Е – месторождение Западно-Ракушечное, 2008 г., ООО «Каспийская нефтяная компания».*

*1 – поисковые и разведочные скважины; 2 – разведанные запасы категории C<sub>1</sub>; 3 – предварительно оцененные запасы категории C<sub>1</sub>; 4 – круговой контур выделения участков подсчета запасов категории C<sub>1</sub>; 5 – границы лицензионных участков.*

### Технологии освоения морского углеводородного потенциала

**Суть проблемы.** Сегодня процесс отечественной морской нефтегазодобычи развивается за счет месторождений, находящихся в условиях относительной доступности: на малых и умеренных глубинах моря и на небольших расстояниях от берега. Очевидно, что это и есть наиболее естественный и рациональный для России – эволюционный – путь развития морской нефтегазодобычи. Штокмановское месторождение – это уникальный даже для передовых нефтегазовых компаний мира проект, а для России – это революционный и чрезвычайно рискованный скачок в технологическое будущее, потребности в котором сегодня явно нет.

Динамика открытий и современное состояние разведанной части морского УВ потенциала России представлены в табл. 4, 5 [Новиков, 2011]. Потенциальных объектов освоения как будто довольно много, но в своем большинстве они являются технически недоступными или экономически неэффективными (малые объемы запасов, плохое качество углеводородного сырья). В настоящее время в разработке находятся 9 объектов: в Тазовской губе Карского моря, в Охотском, Каспийском и Балтийском морях (табл. 6).

Таблица 4

Динамика открытий морских месторождений

Моря	Количество месторождений по годам и периодам открытий, шт.										
	до 1977	1977-1986	1987	1988-1990	1991	1992	1993-1994	1995-1999	2000-2003	2004-2005	2006-2010
Баренцево		2		2		1					
Печорское		2		1				3			
Карское				2					4		
Охотское		6		1		1					4
Японское		1									
Каспийское	1								5		4
Азовское	1	2									1
Балтийское		2									
<b>ВСЕГО</b>	<b>2</b>	<b>15</b>		<b>6</b>		<b>2</b>		<b>3</b>	<b>9</b>		<b>9</b>

**История вопроса.** Освоение морского УВ потенциала России началось буднично и незаметно – еще до эпохи его широкомасштабного изучения. Произошло это в 1971 г. – с вводом в эксплуатацию Бейсугского газового месторождения, расположенного рядом с берегом Азовского моря, что не потребовало самых передовых для того времени технологий.

А вот для получения первой морской промышленной нефти понадобилась проходка уникальной для своего времени наклонно-направленной скважины с берега с отходом от устья 4,8 км. Произошло это в 1998 г. на месторождении Одопту-море (Северный купол) на

шельфе Сахалина, благодаря одной из старейших нефтяных компаний России – ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

В рамках проекта Сахалин-2 добыча нефти началась в 1999 г. на Пильтун-Астохском месторождении: сначала – в сезонном режиме, с 2008 г. – в круглогодичном. Для этого – после проведения переоборудования и модернизации – была приспособлена буровая платформа «Моликпак», выполнявшая ранее поисковое и разведочное бурение в море Бофорта (ПА-А). Только позднее были установлены специально построенные для этого проекта эксплуатационные платформы ПА-Б (Пильтунский участок) и Лун-А (Лунское месторождение): отечественные основания были изготовлены в Приморье, верхние части – в Южной Корее.

В рамках проекта Сахалин-1 добыча нефти началась в 2005 г., и ведется она комбинированным способом: добычу с берега обеспечивает самая мощная в мире наземная буровая установка «Ястреб», построенная в США специально для этого проекта и способная бурить скважины с отходом по горизонтали более 11 км; добычу с моря – морская ледостойкая платформа «Орлан», построенная в 1983 г. в Японии для круглогодичного разведочного бурения в условиях Арктики на глубинах моря 10-16 м. Она была модифицирована на Амурском судостроительном заводе; монтаж бурового оборудования выполнялся в Южной Корее.

Таблица 5

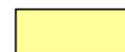
**Месторождения и подготовленные к глубокому бурению структуры на акваториях России по состоянию на 01.01.2011 г.**

Моря	Количество потенциальных объектов освоения, шт.			
	Морские месторождения	Подводные продолжения прибрежно-морских месторождений	в т.ч. разрабатываемые	Подготовленные к бурению перспективные структуры
Баренцево	5	-	-	10
Печорское	6	2	-	5
Карское	6	9	1	1
Охотское	12	-	5	9
Японское	1	-	-	-
Каспийское	10	1	1	12
Азовское	3	2	1	7
Черное	-	-	-	2
Балтийское	2	-	1	4
<b>ВСЕГО</b>	<b>45</b>	<b>14</b>	<b>9</b>	<b>50</b>

Таблица 6

## Технико-технологические средства нефтегазодобычи на акваториях России

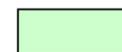
Способ добычи Добычные платформы	Начало добычи	Технические условия		Месторождение	Недропользователь	Добыча, накопленная на 01.01.2012 г.	
		Глубина воды, м	Расстояние от берега, км			Нефть, млн. т	Газ своб., млрд. м <sup>3</sup>
<b>Азовское море</b>							
Добыча с берега (26 скважин)	1971 г.	2	0,5	Бейсугское	ООО «Газпром добыча Краснодар»	-	9,5
Добыча с берега	2013 (?)	Подводное продолжение		Новое	ООО НК «Приазовнефть»	-	-
<b>Охотское море</b>							
Добыча с берега (15 скважин)	1998 г.	25	2,5-6	Одопту-море (Северный купол)	ООО «РН Сахалинморнефтегаз»	6,6	-
<b>ПА-А</b>	1999 г.	30	16	Пильтун-Астохское	«Сахалин Энерджи» <i>Сахалин-2</i>	22,2	-
<b>ПА-Б</b>	2007 г.	32	12			5,5	-
<b>Лун-А</b>	2006 г.	48	15	Лунское		-	36,7
<b>Орлан</b> Добыча с берега (15 скважин)	2005 г.	21	12	Чайво	«Эксон Мобил» <i>Сахалин-1</i>	40,1	33,5
Добыча с берега	2010 г.	30-40	9-12	Одопту-море (Цент. и Южный купола)		3,2	-
<b>Беркут</b>	2014 г.	43	32	Аркутун-Дагинское		-	-
ПДК	2013 г.	97	26-30	Кириновское	ОАО «Газпром» <i>Сахалин-3</i>	-	-
<b>Карское море</b>							
Добыча с берега (66 скважин)	2003 г.	Подводное продолжение		Юрхаровское	ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	-	106,3
<b>Балтийское море</b>							
<b>Кравцовская</b>	2006 г.	30	22	Кравцовское	ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	5,3	-
<b>Каспийское море</b>							
<b>Им. Ю. Корчагина</b>	2010 г.	11,5	110	Им. Ю. Корчагина	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть»	0,4	-
<b>Печорское и Баренцево моря</b>							
<b>Приразломная</b>	2013 г. (?)	19	60	Приразломное	ООО «Газпром нефть шельф»	-	-
ПДК	2017 г. (?)	300	550-600	Штокмановское	«Shtokman Development AG»	-	-



1



2



3



4

1 - добыча с берега; 2 - добыча с моря - стационарные платформы; 3 - комбинированная добыча: и с берега, и с моря; 4 - добыча с моря - подводные добычные комплексы.

В 2003 г. ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» начало разработку подводного продолжения Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения в Тазовской губе с использованием наклонно-направленного бурения с берега, положив начало освоению УВ ресурсов арктических акваторий.

В 2004 г. ООО «Лукойл-Калининградморнефть» начало освоение Кравцовского нефтяного месторождения в Балтийском море. Специально для этого проекта была построена первая отечественная морская ледостойкая платформа.

В 2010 г. ООО «Лукойл-Нижеволжскнефть» приступило к добыче нефти на месторождении им. Ю. Корчагина в Каспийском море. Технология добычи – морская ледостойкая платформа, созданная на основе переоборудованной ППБУ «Шельф-7». На очереди – месторождение им. Филановского, начало добычи нефти на котором планируется в 2015 г.; строительство и оборудование эксплуатационной платформы уже ведется на верфях Астрахани.

Все разрабатываемые объекты объединяет то, что они находятся на малых или умеренных глубинах моря (до 30-50 м) и на небольшом удалении от берега (до 30 км). Наиболее успешным образом процесс морской нефтегазодобычи развивается на месторождениях, осваиваемых с берега (Юрхаровское) или комбинированным образом – с берега и со стационарной морской платформы (Чайво). Тогда как процесс подготовки к освоению морских месторождений, расположенных вдали от берега и на больших глубинах моря (Приразломное, Штокмановское), хронически затягиваются.

Для реализации добычных проектов Газпрома в 2002 г. создано специализированное предприятие «Газпром шельф нефть», на которое возложена задача запуска Приразломного проекта. Строительство гравитационной платформы началось еще в 1995 г.; в 2002 г. для ускорения и удешевления проекта в Норвегии за \$67 млн. была приобретена списанная буровая платформа TLP «Natton», построенная в 1984 г. и работавшая ранее в Северном море. Однако полноценно использовать ее верхнюю часть, как предполагалось изначально, так и не удалось; на основание платформы, которое строилось в Северодвинске (ФГУП ПО «Севмаш»), вместо двух планировавшихся буровых установок была установлена одна; при этом первоначальная стоимость платформы увеличилась более чем в два раза. В 2011 г., после выведения платформы в море, было объявлено о начале добычи первой морской арктической нефти к концу года; потом выяснилось, что платформа функционально не готова, и добыча нефти может начаться не ранее 2013 г.

Недавно было получено очередное подтверждение несвоевременности Штокмановского проекта: 29 марта 2012 г. на заседании совета директоров компании Shtokman Development AG было принято решение в очередной раз отложить его реализацию из-за проблем с обеспечением экономической эффективности и технических трудностей. Только за последние три года многократно менявшийся проект освоения месторождения претерпел значительные изменения принципиального характера. Согласно новому проекту, вместо стационарных добычных платформ предполагается использовать плавучие мобильные системы сбора продукции, способные в случае угрозы со стороны айсбергов отстыковываться от подводного добывающего комплекса и уходить в безопасное место.

Гораздо более успешным оказался Киринский проект на шельфе Сахалина: доразведка месторождения в 2009-2010 гг. позволила вдвое увеличить его запасы и подготовить к промышленному освоению в 2013 г. Впервые в России – с использованием подводных добычных комплексов.

Отставание России в изучении и освоении своего морского УВ потенциала вполне очевидно. Однако этот факт не должен быть поводом для лихорадочного стремления наверстать упущенное, ввергаясь в такие уникально сложные – даже для технологически передовых добывающих компаний – проекты, как Штокмановский; а также – следовать передовым тенденциям в мировой нефтегазодобыче, главной чертой которых сегодня является покорение все больших глубин моря. Если для свободных ото льда акваторий сегодня практически не существует ограничений и добыча УВ ведется на глубинах моря до 1 500-2 000 м и более, то в арктических условиях объекты уже в пределах глубин 40-50 м практически недоступны для освоения – в силу, прежде всего, технологических ограничений, связанных с проблемой устойчивости традиционных добывающих комплексов к ледовым смещающим нагрузкам.

Значительная часть морского УВ потенциала России располагается вблизи ее берегов на относительно небольших глубинах моря. Именно эта наиболее доступная его часть и должна быть объектом первоочередного изучения и освоения, о чем мы уже неоднократно говорили ранее<sup>2</sup> [Новиков, 2007; Новиков, Калист, 2007]. Поиски, разведка и последующее освоение месторождений в условиях наибольшей доступности – по сравнению с удаленными от берега и глубоководными объектами – могут производиться с применением более простых и дешевых технологий. Эти технологии могут иметь комбинированный характер

---

<sup>2</sup> См. статью Новиков Ю.Н. Дифференциация морской периферии России по условиям освоения её углеводородных ресурсов // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. - 2006. - Т.1. - <http://www.ngtp.ru/5/05.pdf>

применения: 1 – со стороны берега (наклонно-направленное бурение); 2 – с использованием естественных островов или искусственных сооружений (насыпных, ледовых, кессонного типа); 3 – со стороны моря (мобильные или стационарные платформы, более дешевые, надежные и безопасные по сравнению с глубоководными сооружениями) (Новиков, Калист, 2008; Новиков, Боровиков, 2008).

Этой очевидной для российских акваторий тенденции отвечают: проекты Сахалин-1 и Сахалин-2; все проекты ОАО «Лукойл»; проекты ОАО «Газпром» в Обской и Тазовской губах, на ямальском шельфе Карского моря и сахалинском шельфе Охотского моря. Особняком от этой тенденции стоят глубоководные и удаленные от берегов проекты ОАО «НК «Роснефть»; насколько оправданными они окажутся – покажет будущее. Но сегодня, даже гораздо более подготовленные геологически и технологически проекты ОАО «Газпром» – Приразломный, тем более Штокмановский – выглядят крайне рискованными и экономически проблематичными.

**Пути решения проблемы.** Наиболее естественный и технологически самый рациональный путь развития отечественной морской нефтегазодобычи – эволюционный – сегодня уже достаточно определенным и вполне успешным образом обозначен. Необходимо и далее следовать этим же путем, хотя очевидно, что собственных возможностей и усилий по созданию соответствующей технической базы недостаточно. Необходимо тесное сотрудничество с технологически передовыми зарубежными компаниями при максимально достижимой задействованности национального промышленного потенциала.

### **Заключение**

Перечисленные примеры, разумеется, не исчерпывают весь комплекс проблем, существующих на пути реализации обсуждаемой сегодня программы широкомасштабного освоения УВ ресурсов континентального шельфа России. Но без их рационального и, по существу, безотлагательного решения эффективное достижение планируемых рубежей морской нефтегазодобычи маловероятно. Возможные пути решения этих проблем достаточно очевидны, но для их практической реализации нужны не только программные заявления, но и конкретные дела.

### **Литература**

*Григорьев Г.А., Новиков Ю.Н.* Грандиозность планов на фоне глубины проблем: перспективы освоения углеводородного потенциала российских арктических акваторий // Oil & Gas Journal Russia. – 2012. - № 5 (60). – С. 44-49.

*Новиков Ю.Н.* Углеводороды береговой зоны – как особая категория ресурсов морской периферии России // 7-й международный форум «Топливо-энергетический комплекс России». 10-12 апреля 2007 г. – С. 229-232.

*Новиков Ю.Н.* Видимые результаты и прогнозируемые тенденции недропользования на аваториях морей России // Труды РАО-2011. - СПб. - 2011. – С. 227-233.

*Новиков Ю.Н.* Оценка состояния и геологической обоснованности запасов нефти и газа месторождений нераспределенного фонда недр // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. - № 4. – С. 17-23.

*Новиков Ю.Н., Боровиков И.С.* Существующие и перспективные технологии освоения углеводородной сырьевой базы морских месторождений прибрежного мелководья // Доклады конференции «Актуальные проблемы подготовки и освоения углеводородной сырьевой базы». - СПб.: Недра. - 2008. – С. 164-176.

*Новиков Ю.Н., Григорьев Г.А.* Техничко-технологической базы отечественной морской нефтегазодобычи: состояние и тенденции развития // Oil & Gas Journal Russia. – 2012. - № 12 (67). – С. 18-25.

*Новиков Ю.Н. Калист Л.В.* Углеводородный потенциал морской периферии России: условия и направления освоения // Нефть Газ Промышленность. – 2007. - № 5 (33). - С. 40-43; 2007. - № 6 (34). – С. 38-40.

*Новиков Ю.Н. Калист Л.В.* Инфраструктура и экономика освоения морских запасов углеводородного сырья береговой зоны Арктики // 8-й Петербургский международный форум «Топливо-энергетический комплекс России», 8-10 апреля 2008 г. – С. 508-513.

*Сенин Б.В., Афанасенков А.П., Леончик М.И., Пешкова Н.* Проблемы воспроизводства и количественной оценки углеводородных ресурсов морских нефтегазоносных провинций России // Геология нефти и газа. – 2012. - № 5. – С. 88-98.

*Супруненко О.И., Сулова В.В., Медведева Т.Ю.* Состояние изучения и освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2012. - № 5. – С. 99-107.

**Novikov Yu.N.**

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## SOME ISSUES OF STUDY AND DEVELOPMENT OF HYDROCARBON POTENTIAL OF RUSSIAN SEAS

*Some issues related to the process of study and development of hydrocarbon potential of Russian Seas are analyzed. These issues are: a) the lack of validity of marine hydrocarbon potential evaluation due to poor regional knowledge; b) differences in estimates of reserves in marine deposits, c) non-optimal organization of prospect activity and exploration; and d) technological base, that provides exploration drilling and development of offshore oil and gas fields, does not fulfill modern requirements.*

**Key words:** *marine hydrocarbon potential, resource evaluation, subsoil users, licensing of offshore areas, exploration drilling, floating rigs, offshore hydrocarbon deposits, offshore production platforms.*

### References

Grigor'ev G.A., Novikov Yu.N. *Grandioznost' planov na fone glubiny problem: perspektivy osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala rossiyskikh arkticheskikh akvatoriy* [Grandiose plans and big problems: prospects of hydrocarbon potential development of the Russian Arctic waters]. Oil & Gas Journal Russia, 2012, no. 5 (60), p. 44-49.

Novikov Yu.N. Kalist L.V. *Infrastruktura i ekonomika osvoeniya morskikh zasobov uglevodorodnogo syr'ya beregovoy zony Arktiki* [Infrastructure and economic development of offshore hydrocarbon resources in the Arctic coastal zone]. 8th St. Petersburg International Forum "Toplivno-energeticheskiy kompleks Rossii" ["Fuel and Energy Complex of Russia"], 8-10 April 2008, p. 508-513.

Novikov Yu.N. Kalist L.V. *Uglevodorodnyy potentsial morskoy periferii Rossii: usloviya i napravleniya osvoeniya* [Hydrocarbon potential of Russia Seas': conditions and development trends]. Neft' Gaz Promyshlennost', 2007, no. 5 (33), p. 40-43; 2007. No. 6 (34), p. 38-40.

Novikov Yu.N. *Otsenka sostoyaniya i geologicheskoy obosnovannosti zasobov nefti i gaza mestorozhdeniy neraspredelennogo fonda nedr* [Assessment of current state and geological substantiation of oil and gas reserves of fields of unlicensed area]. Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie, 2011, no. 4, p. 17-23.

Novikov Yu.N. *Uglevodorody beregovoy zony – kak osobaya kategoriya resursov morskoy periferii Rossii* [Hydrocarbons of coastal areas as a special category of resources of Seas of Russia]. 7th International Forum "Fuel and Energy Complex of Russia", 10-12 April 2007, p. 229-232.

Novikov Yu.N. *Vidimye rezul'taty i prognoziruemye tendentsii nedropol'zovaniya na avatoriyakh morey Rossii* [Visible results and projected trends in the subsoil use in offshore Russian seas]. Trudy RAO-2011. Saint Petersburg, 2011, p. 227-233.

Novikov Yu.N., Borovikov I.S. *Sushchestvuyushchie i perspektivnye tekhnologii osvoeniya uglevodorodnoy syr'evoy bazy morskikh mestorozhdeniy pribrezhnogo melkovod'ya* [Existing and perspective technologies of hydrocarbon development in offshore fields of coastal shallows]. Reports of the conference «Aktual'nye problemy podgotovki i osvoeniya uglevodorodnoy syr'evoy bazy» ["Current issues of preparation and development of hydrocarbon resource base"]. Saint Petersburg: Nedra, 2008, p. 164-176.

Novikov Yu.N., Grigor'ev G.A. *Tekhniko-tekhnologicheskoy bazy otechestvennoy morskoy neftegazodobychi: sostoyanie i tendentsii razvitiya* [Technical and technological base of the domestic offshore oil and gas: Status and Trends]. Oil & Gas Journal Russia, 2012, no. 12 (67), p. 18-25.

Senin B.V., Afanasenkov A.P., Leonchik M.I., Peshkova N. *Problemy vosproizvodstva i kolichestvennoy otsenki uglevodorodnykh resursov morskikh neftegazonosnykh provintsiy Rossii* [Renewing issues and quantification of hydrocarbon resources evaluation in offshore petroleum province of Russia]. *Geologiya nefi i gaza*, 2012, no. 5, p. 88-98.

Suprunenko O.I., Suslova V.V., Medvedeva T.Yu. *Sostoyanie izucheniya i osvoeniya neftegazovykh resursov arkticheskogo shel'fa Rossii* [The state of study and development of oil and gas resources of the Arctic shelf of Russia]. *Geologiya nefi i gaza*, 2012, no. 5, p. 99-107.

© Новиков Ю.Н., 2012