

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/23_2015

УДК 351.823.3:553.98(088.2)(571.6+265.51/.54)

**Новиков Ю.Н., Маргулис Л.С., Андиева Т.А., Гома Л.М., Пылина Л.М.,
Большакова Н.В., Крестина О.И., Турова Е.С.**

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

ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЙ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА В XXI ВЕКЕ: ИТОГИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ТЕНДЕНЦИИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Традиционный объект исследований - территории Дальнего Востока – расширен за счет сопредельных акваторий территориального моря. Современное состояние регионального территориального углеводородного потенциала определяется по результатам ежегодного мониторинга региональных и поисково-разведочных работ. По результатам мониторинга геологоразведочных работ, выполненных в текущем столетии, определяются долгосрочные тенденции недропользования. Наземные геологоразведочные работы в этом столетии характеризуются крайне невысокой эффективностью. Приоритетными направлениями недропользования в регионе были и остаются территории и акватории в рамках наземно-морских бассейнов, включая территориальное море.

***Ключевые слова:** недропользование, лицензирование, углеводороды, нефть, газ, территориальное море, региональные и поисково-разведочные работы, бурение, сейсморазведка.*

Дальний Восток России

Историко-географическое понятие Дальневосточный регион включает территории восьми субъектов РФ – Сахалинской, Магаданской, Амурской областей, Камчатского, Хабаровского и Приморского краев, Еврейской автономной области, Чукотского автономного округа (АО) – а также сопредельные акватории Охотского, Японского, Берингова морей и Тихого океана (рис. 1). В отличие от Дальневосточного федерального округа, он не включает территорию Республики Саха (Якутия).

Добыча углеводородного сырья (УВС) в регионе производится, главным образом, на о. Сахалин и его северо-восточном шельфе; в незначительных количествах – на Камчатке и Чукотке.

В качестве элементов формирующейся нефтетранспортной системы в регионе, помимо восточной части трубопровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», является сооружение морского нефтепорта в пос. Козьмино, а также нефтепроводов «Северный Сахалин – Де Кастри» и «Северный Сахалин – Южный Сахалин». Большая часть добываемой на суше о. Сахалин нефти и конденсата по нефтепроводу направляются на нефтеперерабатывающий завод в г. Комсомольск-на-Амуре. Часть сырой нефти с месторождений Северного Сахалина,

Окружного месторождения и вся нефть месторождений Одопту-море (Центральный и Южный купола), Пильтун-Астохское и Чайво отправляются на экспорт.

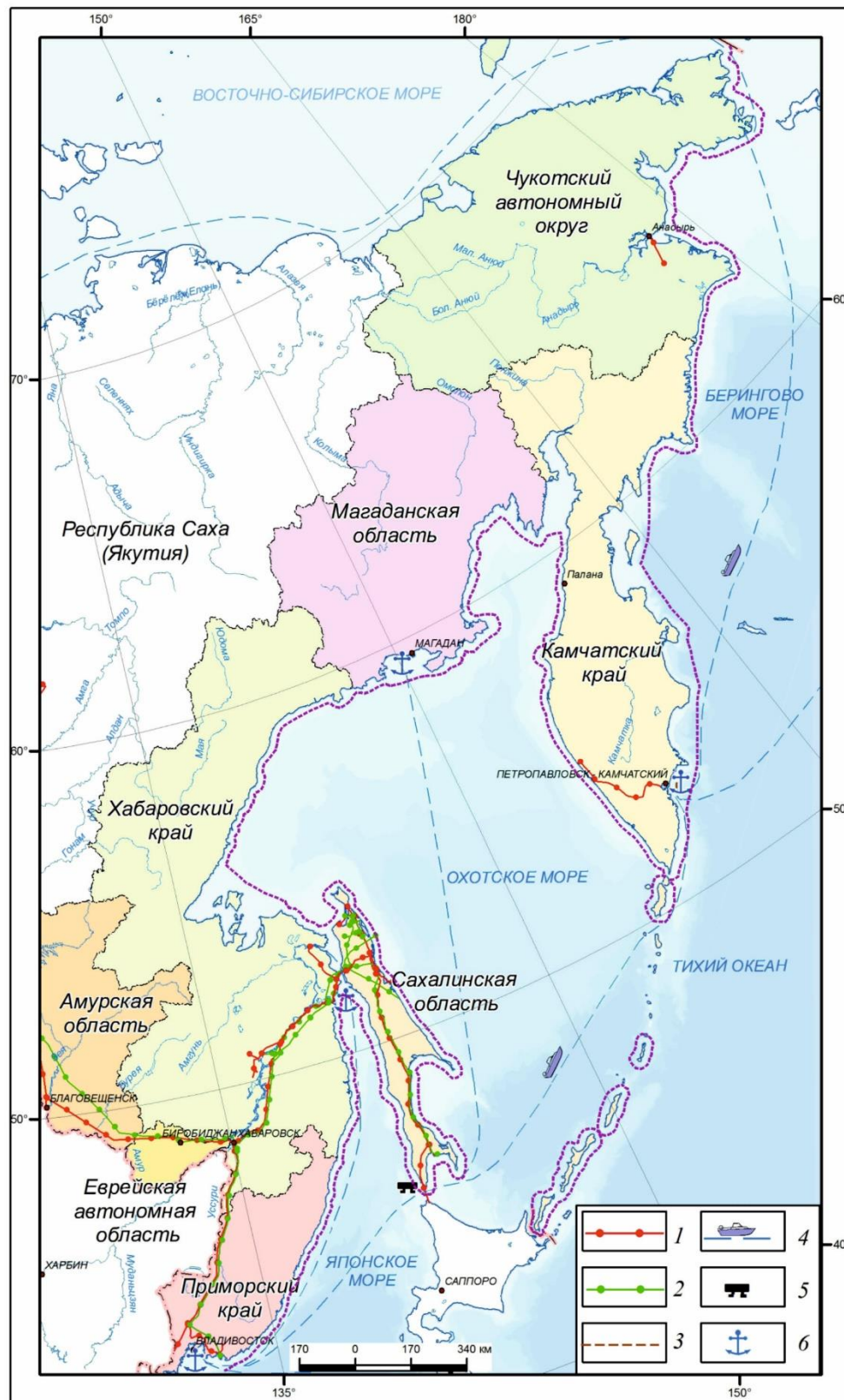


Рис. 1. Обзорная карта территорий Дальнего Востока

1 – газопроводы, 2 – нефтепроводы, 3 – 12-мильная зона, 4 – Северный морской путь, 5 – терминалы, 6 – морские порты.

На Дальнем Востоке действуют два нефтеперерабатывающих завода (НПЗ): Хабаровский (контролируется ОАО «НК «Альянс») мощностью 4,35 млн. т/год (с перспективой увеличения до 6 млн. т/год) и Комсомольский (контролируется ОАО «НК «Роснефть») мощностью 8 млн. т/год. Нефть Окружного месторождения на о. Сахалин перерабатывается на мини-НПЗ компании «Петросах» мощностью около 200 тыс. т/год. Общая мощность Дальневосточных заводов по сырью в 2012 г. составила 12,3 млн. т; первичная переработка – 11,4 млн. т нефти.

После завершения модернизации Комсомольского НПЗ повысится глубина переработки нефти (с 62,7% до 95%) и уровень загрузки мощностей. Планируется строительство нефтепродуктопровода от НПЗ до порта Де Кастри мощностью 5,7 млн. т/год для организации поставок нефтепродуктов в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. К 2030 г. намечается не только увеличение производительности действующих НПЗ, но и строительство нового современного приморского НПЗ мощностью по сырью до 20 млн. т/год с блоком нефтехимии вблизи терминала в Козьмино. В 2012 г. ОАО «НК «Роснефть» приступило к строительству нового нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса ЗАО «Восточная нефтехимическая компания», которое будет завершено к концу 2018 г.

Уровень газификации в Дальневосточном регионе остается гораздо ниже среднероссийского: в Хабаровском крае – 15,9%, в Сахалинской области – 8,5%; в Чукотском АО, Камчатском и Приморском краях природный газ в настоящее время поставляется только на объекты энергетики.

Поэтапное формирование газотранспортной системы начато вводом в эксплуатацию газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток». В 2011 г. введен в эксплуатацию первый пусковой комплекс этого магистрального газопровода протяженностью более 1500 км. Общая протяженность трассы газопровода составит 1800 км. В варианте полной реализации 14 компрессорных станций обеспечат возможность ежегодной транспортировки порядка 30 млрд. м³ газа.

Основной объем сахалинского газа отправляется потребителям Хабаровского края по газопроводу Оха – Комсомольск-на-Амуре. Потребителями газа в области являются: энергетика (Охинская теплоэлектростанция, газотурбинные электростанции в пп. Ноглики, Катангли и Даги) и предприятия нефтегазодобывающей промышленности (газлифт при добыче нефти). Небольшое количество газа, добываемого в Анивском районе, используется для местного теплоснабжения. Газ Лунского месторождения по трубопроводу направляется на юг острова на завод по сжижению природного газа (СПГ); сжиженный газ газовозами вывозится в страны Тихоокеанского региона.

На юге Сахалина в районе п. Пригородный в 2009 г. запущена в строй первая очередь первого в России завода СПГ мощностью 4,8 млн. т/год; позже – вторая очередь такой же мощности; для отгрузки нефти и СПГ на экспорт в г. Корсаков построен морской терминал.

На Камчатке в 2010 г. введен в эксплуатацию газопровод «Соболево – Петропавловск-Камчатский» протяженностью 392 км и производительностью до 750 млн. м³/год.

На Чукотке в конце 2001 г. завершено строительство газопровода с Западно-Озерного газового месторождения до Анадыря протяженностью 110 км и пропускной способностью 180–200 млн. м³.

В 2012–2014 гг. в рамках Государственного контракта проводились работы по объекту «Оценить перспективы зон нефтегазонакопления на территориях Дальнего Востока и сопредельных акваториях территориального моря с целью обоснования первоочередных объектов недропользования». Работы выполнялись в лаборатории прогноза нефтегазоносности акваторий и территорий Дальнего Востока ФГУП «ВНИГРИ», а необходимость их постановки была вызвана крайне низкой эффективностью нефтегазопроисловых работ на территориях региона в текущем столетии.

Объект выполненных исследований не вполне традиционен, поскольку включает, помимо нефтегазоперспективных территорий Дальнего Востока суммарной площадью 411,2 тыс. км², и сопредельные акватории Берингова, Охотского и Японского морей в границах территориального моря суммарной площадью 132,4 тыс. км². В числе особенностей проводившихся исследований выделены следующие:

- Мониторинг результатов геологоразведочных работ (ГРП), проводившихся в 2012–2014 гг. на территориях Дальнего Востока и в территориальном море региона.
- Анализ результатов ГРП, выполненных на территориях региона с начала столетия.
- Определение основных тенденций недропользования на территориях и акваториях Дальнего Востока в новом столетии.
- Сравнительный анализ нефтегазоперспективных объектов на разных уровнях: региональном, зональном, локальном.
- Всесторонняя увязка результатов ГРП, выполненных на территориях региона и сопредельных акваториях.
- Зональный анализ территорий и акваторий в рамках наземно-морских осадочных бассейнов с обоснованием нефтегазоперспективных объектов.
- Формирование фонда перспективных объектов.
- Оценка инвестиционной привлекательности нефтегазоперспективных объектов.

- Обоснование приоритетных направлений недропользования на основании прогнозных оценок и реальных результатов ГРП.

Основные результаты выполненных работ представлены в двух статьях. Данная статья посвящена анализу итогов ГРП и тенденций недропользования на Дальнем Востоке в текущем столетии. В следующей статье будут обоснованы оптимальные направления дальнейших нефтегазопоисков. Результаты специального раздела, посвященного седиментационному анализу наиболее перспективных нефтегазоносных комплексов Сахалина и Западной Камчатки, изложены в статье, готовящейся к печати, Е.А. Маргулис и А.В. Шостака.

В опубликованной ранее истории нефтегазогеологических исследований в Дальневосточном регионе: со времен обнаружения поверхностных нефтепроявлений на севере Сахалина в конце XIX века – до наших дней; об изменениях, произошедших в нефтегазовой сфере региона на рубеже столетий: 1 – достижение пика наземной нефтегазодобычи в 80-х гг. прошлого века и ее последующее неуклонное снижение; 2 – открытие крупнейших морских месторождений на шельфе Сахалина примерно в этот же период; 3 – безвозвратное смещение центра нефтегазодобычи с территории Сахалина на его шельфе в начале нынешнего столетия [Новиков, 2008, 2010].

В силу этих обстоятельств все главные события в нефтегазовой сфере Дальнего Востока в новом столетии связаны с морем: 2001 г. – растущая с начала века добыча нефти и газа в рамках проектов Сахалин-1 и Сахалин-2; 2009 г. – пуск первого в России завода по производству СПГ и морского терминала по его отгрузке на юге Сахалина; 2010 г. – открытие крупнейшего в регионе Южно-Кириинского нефтегазоконденсатного месторождения; 2013 г. – ввод в разработку самого глубоководного на сегодняшний день (до 100 м) Кириинского газоконденсатного месторождения с использованием подводного добывающего комплекса; 2014 г. – установка и начало эксплуатации самой мощной в мире добычной платформы на месторождении Аркутун-Даги.

За этими, безусловно, яркими событиями на море теряются менее выразительные, но вполне существенные усилия, нацеленные на развитие наземной базы нефтегазодобычи. До последнего времени развитие морской нефтегазодобычи происходило исключительно в рамках территориального моря, являющегося элементом наземно-морских осадочных бассейнов. Развитие наземной нефтегазодобычи связано исключительно с наземными частями этих бассейнов.

Территориальное море – это часть России

Территориальное море характеризуется рядом особенностей, совокупность которых выделяет его среди прочих морских акваторий, а именно: 1) особый юридический статус; 2) переходное положение между сушей и морем; 3) значительный ресурсный УВ потенциал,

сконцентрированный на довольно ограниченной площади; 4) специфика изучения; 5) специфика освоения.

1) Граница территориального моря отсчитывается от исходных линий, соединяющих и спрямляющих выступающие элементы береговой линии; граница его отстоит от берега на расстояние 12 морских миль (морская миля – 1,852 км) или 22,2 км. Территориальное море – это неотъемлемая часть Российской Федерации, и его внешняя граница является государственной границей, как и любого приморского государства. Морские акватории за границами территориального моря находятся в юрисдикции государства, и все доходы от недропользования целиком поступают в федеральный бюджет. Морские акватории в границах территориального моря находятся в совместной юрисдикции РФ и ее приморских субъектов, и доходы от недропользования делятся между РФ и ее приморскими субъектами в соответствии с двухсторонними договорами, заключенными между ними.

2) В территориальное море – прибрежная часть моря – с суши протягиваются многие нефтегазгеологические элементы, прежде всего, – зоны нефтегазонакопления; здесь же реализуется взаимодействие структур суши и структур моря.

3) Ресурсный геологический углеводородный (УВ) потенциал недр территориального моря составляет четверть (24,9%) всего морского потенциала Дальневосточного региона и превосходит совокупный ресурсный потенциал всех его территорий при максимально высокой средней плотности ресурсов среди всех категорий нефтегазоперспективных земель. Это обстоятельство обусловлено открытием в пределах территориального моря 10 из 15 морских месторождений региона.

4) Частью территориального моря является мелководная зона транзитного перехода «суша-море», в рамках которой происходит сочленение наземных и морских геологических структур. Мелководная часть транзитной зоны недоступна стандартным морским технологиям исследований, поскольку геофизические суда из-за значительной осадки не могут вести работы непосредственно до береговой линии и требуется проведение специальных исследований – существенно более дорогостоящих по сравнению со стандартными морскими технологиями. Поэтому транзитное мелководье в значительной своей мере остается недоизученным. Изучение транзитного мелководья и территориального моря в целом не только целесообразно, но и необходимо по двум основным причинам:

- соединение наземной и морской сетей сейсмических наблюдений в единое целое;
- выявление перспективных локальных объектов, которые в силу своего положения (близость к берегу и малые глубины моря) могут быть экономически рентабельными для освоения даже при ограниченной величине их запасов.

5) Территориальное море является наиболее близкой к берегу и наименее глубоководной частью акваторий, что по определению создает наиболее благоприятные предпосылки для освоения УВ потенциала его недр. Помимо собственно морских технологий, которые в этих условиях могут быть относительно менее затратными по сравнению с более отдаленными от берега и глубоководными районами акваторий, возможно использование сугубо специфических технологий – поиск и добыча УВ наклонно-направленными скважинами с берега или с искусственных островов.

Впервые выполнена количественная оценка начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ акваторий территориального моря Дальнего Востока, результаты которой представлены в табл. 1.

Сопоставление нефтегазоперспективных территорий Дальнего Востока и сопредельных акваторий территориального моря выглядит следующим образом. *Территории*: суммарная площадь составляет 411,2 тыс. км²; суммарные начальные геологические ресурсы оценены в объеме 4094,4 млн. т н.э., что соответствует среднему значению плотности геологических НСР УВ – 10,0 тыс. т н. э./км². *Территориальное море*: суммарная площадь – 132,4 тыс. км², суммарные начальные геологические ресурсы оценены в объеме 4404,2 млн. т н. э., что соответствует среднему значению плотности геологических НСР УВ – 33,3 тыс. т н. э./км².

Таким образом, нефтегазоперспективная площадь территориального моря Дальневосточного региона составляет почти треть (32,2%) от суммарной нефтегазоперспективной площади территорий региона; геологические ресурсы УВ территориального моря сопоставимы и немного превышают суммарные ресурсы УВ территорий региона; удельная плотность геологических ресурсов территориального моря в 3,3 раза превышает плотность геологических ресурсов территорий региона.

Распределение геологических НСР УВ по территориям субъектов РФ и по сопредельным акваториям территориального моря представлено на рис. 2.

Для трех субъектов РФ Дальнего Востока, омываемых водами Берингова, Охотского, Японского морей и Тихого океана, доля ресурсов УВ, прогнозируемых в недрах территориального моря, весьма существенна. Самый ресурсоемкий участок территориального моря находится в Северо-Сахалинской нефтегазоносной области (НГО), благодаря чему геологические ресурсы территориального моря Сахалина в 2,2 раза превосходят ресурсы его территории. Для Камчатского края доля ресурсов территориального моря составляет 81,7% объема ресурсов суши; для Чукотского АО доля ресурсов территориального моря - чуть менее половины ресурсов суши (45,8%).

Таблица 1

Начальные суммарные ресурсы углеводородов территориального моря Дальневосточного региона

Субъекты РФ	Нефтегазоносные и перспективно нефтегазоносные области (НГО, ПНГО)	Площадь нефтегазоперспективная, тыс. км ²	НСП УВ				
			∑, млн. т н.э.	Нефть, млн т	Газ раст., млрд. м ³	Газ своб., млрд. м ³	Конденсат, млн т
Дальневосточный регион		132,4	<u>4404,2*</u> 2763,9	<u>2027,3</u> 539,7	<u>180,8</u> 85,7	2026,8	<u>169,3</u> 111,7
<i>Берингово море</i>							
Чукотский АО	<i>Анадырская НГО</i>	8,5	<u>149,0</u> 84,9	<u>84,5</u> 25,4	<u>6,4</u> 1,9	56,5	<u>1,6</u> 1,1
	<i>Хатырская НГО</i>	4,3	<u>128,4</u> 72,6	<u>73,2</u> 22,0	<u>5,1</u> 1,0	48,8	<u>1,3</u> 0,8
Камчатский край	<i>Олюторская ПНГО</i>	29,9	<u>218,3</u> 131,6	<u>121,5</u> 38,9	<u>7,0</u> 4,3	83,5	<u>6,3</u> 4,9
<i>Тихий океан</i>							
Камчатский край	<i>Восточно-Камчатская ПНГО</i>	6,9	<u>107,6</u> 56,6	<u>75,4</u> 26,8	<u>4,7</u> 2,6	26,9	<u>0,6</u> 0,3
<i>Охотское море</i>							
Камчатский край	<i>Западно-Камчатская НГО</i>	17,7	<u>638,3</u> 421,8	<u>293,7</u> 88,1	<u>25,5</u> 16,8	312,8	<u>6,3</u> 4,1
	<i>Южно-Охотская ПНГО</i>	3,1	<u>8,2</u> 8,1	-	-	8,0	<u>0,2</u> 0,1
	<i>Центрально-Охотская ПНГО</i>	3,1	<u>15,1</u> 8,2	<u>9,0</u> 2,7	<u>0,6</u> 0,3	4,5	<u>1,0</u> 0,7
	<i>Пенжинская ПНГО</i>	10,4	<u>34,2</u> 21,9	<u>16,2</u> 4,9	<u>1,6</u> 0,7	16,2	<u>0,2</u> 0,1
Сахалинская область	<i>Северо-Сахалинская НГО</i>	18,8	<u>2881,4</u> 1830,2	<u>1214,1</u> 281,9	<u>123,9</u> 55,8	1395,5	<u>147,9</u> 97,0
	<i>Южно-Сахалинская НГО</i>	16,6	<u>73,0</u> 41,5	<u>43,8</u> 16,1	<u>4,4</u> 1,5	21,9	<u>2,9</u> 2,0
<i>Японское море</i>							
Сахалинская область	<i>Западно-Сахалинская НГО</i>	13,1	<u>150,7</u> 86,5	<u>95,9</u> 32,9	<u>1,6</u> 0,8	52,2	<u>1,0</u> 0,6

*в числителе указаны геологические НСП УВ, в знаменателе – извлекаемые.

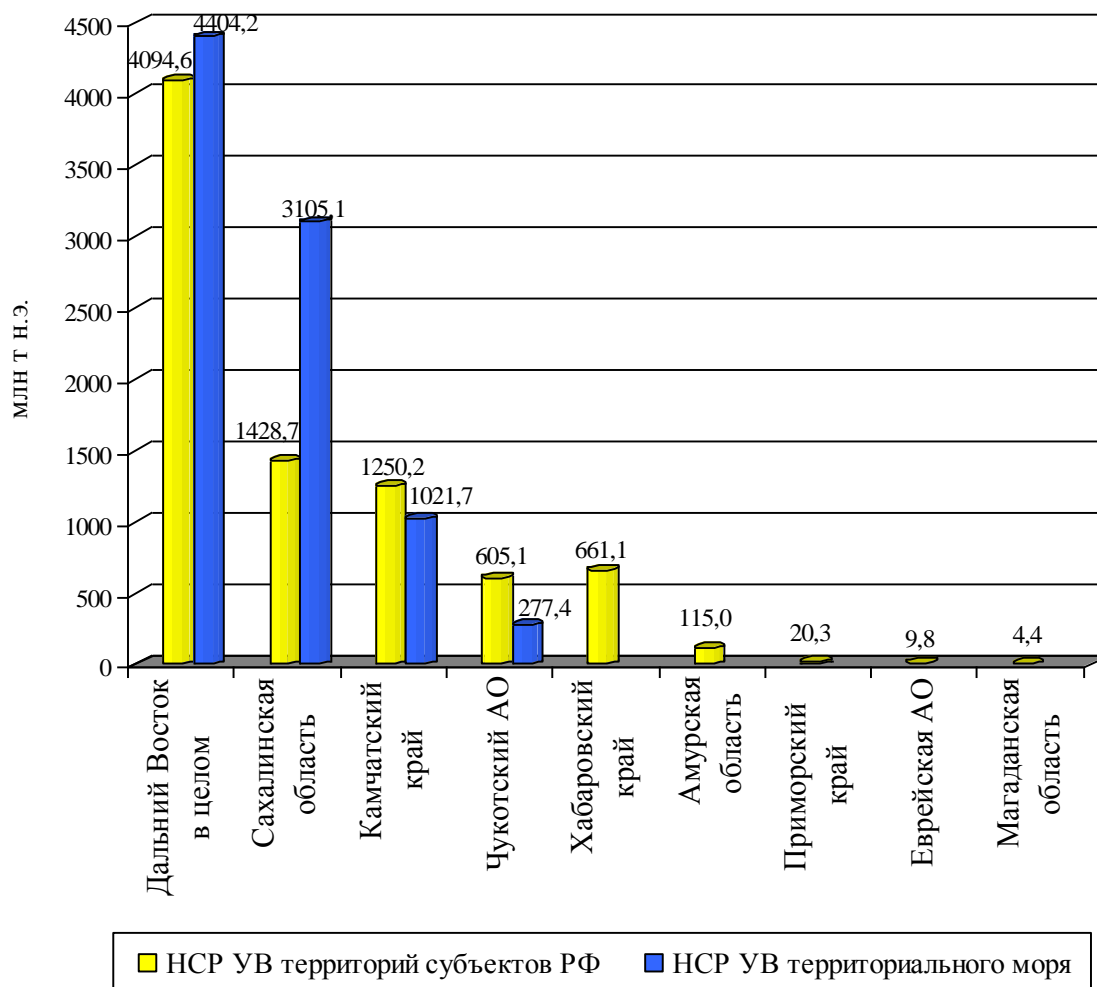


Рис. 2. Дальневосточный регион: распределение геологических начальных суммарных ресурсов углеводородов по территориям субъектов РФ и сопредельным акваториям территориального моря

Совокупная площадь нефтегазоперспективных территорий и сопредельных акваторий территориального моря Дальнего Востока составляет 543,6 тыс. км²; суммарные начальные геологические ресурсы оценены в объеме 8498,6 млн. т н. э., что соответствует среднему значению плотности геологических НСП УВ – 15,6 тыс. т н. э./км². Ресурсные параметры этого условного объекта (суша + территориальное море), исследуемого в рамках настоящего объекта, сопоставимы с параметрами нефтегазоперспективных акваторий Дальнего Востока за границами территориального моря: нефтегазоперспективная площадь последних – 628,3 тыс. км²; суммарные начальные геологические ресурсы оценены в объеме 13259,0 млн. т н. э., что соответствует среднему значению плотности геологических НСП УВ – 21,1 тыс. т н. э./км². Последнее значение уступает соответствующему показателю только для территориального моря – 33,3 тыс. т н. э./км².

Из 15 месторождений, открытых на акваториях Дальнего Востока (шельф Сахалина), 10 месторождений расположены в пределах границ территориального моря, 5 месторождений –

за его пределами. Суммарные извлекаемые начальные запасы 10 месторождений, расположенных в границах территориального моря, превышают 1500 млн. т н. э. (5 из этих месторождений находятся в эксплуатации, обеспечивая весь объем морской нефтегазодобычи на Дальнем Востоке, которая на 01.01.2014 г. превысила 110 млн. т жидких и 140 млрд. м³ газообразных УВ). Из 5 месторождений, открытых за пределами территориального моря, лишь два вводятся в разработку гораздо позже – в 2013 г. и 2015 г.

Современное состояние территориального углеводородного потенциала Дальнего Востока

Под определением «территориальный УВ потенциал» подразумевается прогнозируемые, разведанные и отчасти освоенные ресурсы нефти и газа территорий Дальнего Востока и сопредельных акваторий территориального моря. Его современное состояние определяется по результатам мониторинга ГРП, проводившихся здесь в 2012–2014 гг.

В 2012–2014 гг. на территориях Дальнего Востока новых открытий не произошло. Добыча нефти, газа и конденсата производилась на 35 месторождениях, введенных в разработку ранее, в том числе на 32 месторождениях в Сахалинской области, двух месторождениях в Камчатском крае, одном месторождении в Чукотском АО.

В Сахалинской области в этот период сохраняется устойчивая тенденция снижения объемов добычи нефти (начиная с 1984 г.) и газа (начиная с 1992 г.). Добычу нефти производили компании ОАО «НК «Роснефть» и ЗАО «Петросах», добычу газа осуществляли компании ОАО «НК «Роснефть» и ОГУП «Сахалинская нефтяная компания» (табл. 2).

Таблица 2

Добыча углеводородного сырья на территориях Дальнего Востока в 2012–2014 гг.

Недропользователь	Виды и объемы добытого УВС			
	Нефть, млн. т	Газ попутный, млрд. м ³	Газ свободный, млрд. м ³	Конденсат, млн. т
2012 г.				
<i>Сахалинская область</i>	0,779	0,129	0,289	0,010
<i>Камчатский край</i>	-	-	0,322	0,006
<i>Чукотский АО</i>	-	-	0,027	-
ИТОГО за 2012 г.:	0,779	0,129	0,638	0,016
2013 г.				
<i>Сахалинская область</i>	0,709	0,119	0,233	0,012
<i>Камчатский край</i>	-	-	0,391	0,014
<i>Чукотский АО</i>	-	-	0,019	-
ИТОГО за 2013 г.:	0,709	0,119	0,643	0,026
2014 г.				
<i>Сахалинская область</i>	0,687	0,119	0,271	0,012
<i>Камчатский край</i>	-	-	0,394	-
<i>Чукотский АО</i>	-	-	0,027	-
ИТОГО за 2014 г.:	0,687	0,119	0,692	0,012

В период 2012–2014 гг. на территориях Дальнего Востока суммарные объемы наземной добычи составили: нефти – 2,171 млн. т, свободного газа – 1,975 млрд. м³, конденсата – 0,054 млн. т. В этот же период суммарные объемы добычи УВ на акваториях Дальнего Востока (шельф Сахалина) достигли: нефти – 33,259 млн. т, свободного газа – 77,168 млрд. м³, конденсата – 8,239 млн. т. Объем добычи нефти и газа на территории Сахалина составляет всего 3,7% от объема нефтегазодобычи на его шельфе. Вся морская нефтегазодобыча производится из 5 месторождений, расположенных в границах территориального моря (табл. 3).

Акватории территориального моря, на которых ведутся добыча нефти и газа и поисково-разведочные работы на нефть и газ: четыре из пяти месторождений проектов Сахалин-1 и Сахалин-2; восемь лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть» на шельфе Сахалина, причем три из них полностью находятся в пределах границ территориального моря (Лебединский, Восточно-Прибрежный, Амур-Лиманский); два лицензионных участка ОАО «Газпром» на шельфе Сахалина и Западной Камчатки.

Наиболее существенными результатами поисково-разведочных работ в территориальном море Охотского моря в период 2012–2014 гг. стали: начало добычи нефти на Северной оконечности месторождения Чайво; открытие Лебединского нефтегазоконденсатного месторождения (2012 г.); доразведка бурением с целью определения перспектив освоения Северо-Венинского газоконденсатного месторождения; проведение комплексных геофизических работ на лицензионных участках Астрахановское-море – Некрасовском и Западно-Камчатском, что привело к выявлению новых локальных структур.

Добыча нефти и газа на месторождении Чайво началась в 2005 г., но северная его часть, оказавшаяся за границами горного отвода, оставалась в нераспределенном фонде недр (НФН). В конце 2011 г. ОАО «НК «Роснефть» получила лицензию на освоение этой части месторождения. В 2014 г. с берега были пробурены две наклонно-направленные скважины протяженностью по стволу до 10825 м и с отходом по горизонтали от устья скважины до 9517 м, и 21 ноября 2014 г. была получена и отгружена в танкер первая нефть.

В Госбалансе по состоянию на 01.01.2014 г. на территориях Дальнего Востока числится 75 месторождений нефти и газа в Сахалинской области, Камчатском и Хабаровском краях, Чукотском АО, а также 10 месторождений в территориальном море шельфа Сахалина. Состояние запасов месторождений Дальнего Востока по НГО представлено в табл. 4.

Таблица 3

**Добыча углеводородного сырья на акваториях Дальнего Востока (шельф Сахалина)
в 2012–2014 гг.**

Месторождение	Виды и объемы добытого УВС			
	Нефть, млн. т	Газ попутный, млрд. м ³	Газ свободны, млрд. м ³	Конденсат, млн. т
2012 г.				
Сахалин-1				
Чайво	3,910	0,891	7,918	0,641
Одопту-море (Ц. и Ю. Купола)	2,528	0,212	0,343	0,011
Сахалин-2				
Пильтун-Астохское	3,740	0,479	0,882	0,060
Лунское	0,011	0,002	16,077	1,698
РН-Сахалинморнефтегаз				
Одопту-море (С. Купол)	0,675	0,122	0,054	0,003
Лебединское	0,018	0,001	-	-
ИТОГО 2012 г.:	10,882	1,707	25,274	2,413
2013 г.				
Сахалин-1				
Чайво	4,725	1,024	8,309	0,657
Одопту-море (Ц. и Ю. Купола)	1,611	0,145	0,488	0,015
Сахалин-2				
Пильтун-Астохское	3,655	0,354	0,834	0,046
Лунское	0,015	0,002	16,403	1,675
РН-Сахалинморнефтегаз				
Одопту-море (С. Купол)	0,728	0,131	0,040	0,007
Лебединское	0,035	0,002	-	-
ОАО «Газпром»				
Кириновское	-	-	0,011	-
ИТОГО 2013 г.:	10,769	1,658	26,075	2,400
2014 г.				
Сахалин-1				
Чайво+Сев. Чайво	5,451	0,608	8,155	1,325
Одопту-море (Ц. и Ю. купола)	1,902	0,169	0,483	0,015
Сахалин-2				
Пильтун-Астохское	3,590	0,550	0,439	0,032
Лунское	-	-	16,636	1,679
РН-Сахалинморнефтегаз				
Одопту-море (С. Купол)	0,660	0,183	-	0,006
Лебединское	0,005	0,002	-	-
ОАО «Газпром»				
Кириновское	-	-	0,106	0,017
ИТОГО 2014 г.:	11,608	1,512	25,819	3,426

Таблица 4

Состояние извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата месторождений Дальнего Востока на 01.01.2014 г.

Нефтегазоносные области, районы (НГО, НГР)	Количество месторождений, шт.	Вид УВ	Накопленная добыча	Запасы извлекаемые		Выработанность запасов, %
				C ₁	C ₂	
Чукотский АО						
Анадырско-Наваринская	3	Н, млн. т	-	2,329	4,594	0
		Г.р., млрд. м ³	-	0,291	0,343	0
		Г.с., млрд. м ³	0,285	6,365	3,246	4,3
		К, млн. т	-	0,086	0,047	0
Хатырская	1	Н, млн. т	-	1,045	1,645	0
Камчатский край						
Западно-Камчатская	4	Г.с., млрд. м ³	1,122	15,499	8,388	6,8
		К, млн. т	0,020	0,543	0,328	3,6
Сахалинская область						
Северо-Сахалинская территория	61	Н, млн. т	123,306	34,469	12,354	78,2
		Г.р., млрд. м ³	18,276	6,501	1,043	73,8
		Г.с., млрд. м ³	53,594	38,800	9,515	58,0
		К, млн. т	1,923	1,253	0,239	60,5
Северо-Сахалинская акватория	14	Н, млн. т	99,355	287,618	88,643	25,7
		Г.р., млрд. м ³	17,255	38,782	22,629	30,8
		Г.с., млрд. м ³	122,905	1187,974	652,054	9,4
		К, млн. т	12,211	97,019	66,491	11,2
Западно-Сахалинская территория	1	Н, млн. т	-	0,672	4,681	0
Западно-Сахалинская акватория	1	Г.с., млрд. м ³	-	3,760	0,786	0
Южно-Сахалинская	4	Г.с., млрд. м ³	0,467	1,884	0,755	19,9
Хабаровский край						
Верхне-Буреинский	1	Г.с., млрд. м ³	-	0,437	1,553	0

Сахалинская область

Северо-Сахалинская НГО – 61 месторождение, которые были открыты с 1923 г. по 2001 г. В распределенном фонде недр (РФН) – 35 месторождений, в НФН – 26 месторождений. Накопленная добыча: нефти – 123,306 млн. т, растворенного газа – 18,276 млрд. м³, свободного газа – 53,594 млрд. м³, конденсата – 1,923 млн. т. Текущие извлекаемые запасы по категории С₁: нефти – 34,469 млн. т, растворенного газа – 6,501 млрд. м³, свободного газа – 38,800 млрд. м³, конденсата – 1,253 млн. т; по категории С₂: нефти – 12,354 млн. т, растворенного газа – 1,043 млрд. м³, свободного газа – 9,515 млрд. м³, конденсата – 0,239 млн. т. Выработанность запасов: нефти – 78,2%, растворенного газа – 73,8%, свободного газа – 58,0%, конденсата – 60,5%. На 26 месторождениях запасы выработаны на 70% и более.

Южно-Сахалинская НГО – 4 месторождения, которые были открыты с 1971 г. по 2000 гг. Все они находятся в РФН. Накопленная добыча газа составляет 0,467 млрд. м³. Запасы газа по категории С₁ – 1,884 млрд. м³; по категории С₂ – 0,755 млрд. м³. Выработанность запасов газа – 19,9%.

Западно-Сахалинская НГО – 1 нефтяное месторождение, открытое в 2007 г., находится в РФН. Месторождение не разрабатывается. Запасы извлекаемой нефти по категории С₁ составляют 0,672 млн. т; по категории С₂ – 4,681 млн. т.

Камчатский край

Западно-Камчатская НГО – 4 месторождения, которые были открыты с 1980 г. по 1988 г. Все они находятся в РФН. Накопленная добыча газа составляет 1,122 млрд. м³, конденсата – 0,020 млн. т. Запасы газа по категории С₁ составляют 15,499 млрд. м³; по категории С₂ – 8,388 млрд. м³. Выработанность запасов газа – 6,8%. Извлекаемые запасы конденсата по категории С₁ – 0,543 млн. т, по категории С₂ – 0,328 млн. т.

Чукотский автономный округ

Анадырско-Наваринская НГО – 3 месторождения, которые были открыты с 1982 г. по 1988 г. Все они находятся в РФН, добывается только газ из одного месторождения. Накопленная добыча газа составляет 0,285 млрд. м³. Текущие извлекаемые запасы по категории С₁: нефти – 2,329 млн. т, растворенного газа – 0,291 млрд. м³, свободного газа – 6,365 млрд. м³, конденсата – 0,086 млн. т; по категории С₂: нефти – 4,594 млн. т, растворенного газа – 0,343 млрд. м³, свободного газа – 3,246 млрд. м³, конденсата – 0,047 млн. т. Выработанность запасов газа – 4,3%.

Хатырская НГО – 1 нефтяное месторождение, открытое в 1982 г., находится в НФН. Месторождение не разрабатывается. Извлекаемые запасы нефти по категории С₁ составляют 1,045 млн. т; по категории С₂ – 1,645 млн. т.

Хабаровский край

Верхне-Буреинский бассейн – 1 газовое месторождение, открытое в 1991 г., находится в НФН. Месторождение не разрабатывается. Запасы газа по категории С₁ составляют 0,437 млрд. м³; по категории С₂ – 1,553 млрд. м³.

В соответствии с Госбалансом на 01.01.2014 г., состояние запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата на территориях Дальневосточного региона представлено в табл. 5.

Таблица 5

Выработанность запасов и разведанность ресурсов нефти, газа и конденсата на территориях Дальнего Востока по состоянию на 01.01.2014 г.

Субъект РФ	Выработанность запасов, %			Разведанность ресурсов, %		
	Нефть	Газ	Конденсат	Нефть	Газ	Конденсат
Сахалинская область	77,82	57,06	60,55	55,19	28,53	55,72
Камчатский край	-	6,75	3,55	-	2,36	3,73
Чукотский АО	0	4,29	0	4,04	2,26	0,90
Хабаровский край	-	0	-	-	0,33	-

Территориальное море

Северо-Сахалинская НГО - 9 месторождений, которые были открыты с 1977 г. по 2012 г. В РФН – 7 месторождений, в НФН – 2 месторождения, не представляющие промышленного интереса в силу малой величины запасов (Венинское газовое и Ново-Венинское нефтегазоконденсатное). Накопленная добыча: нефть – 99,355 млн. т, свободный газ – 122,905 млрд. м³, конденсат – 12,211 млн. т. Текущие извлекаемые запасы по категории С₁: нефть – 199,457 млн. т, газ – 830,573 млрд. м³, конденсат – 54,913 млн. т; по категории С₂: нефть – 24,475 млн. т, газ – 193,668 млрд. м³, конденсат – 11,265 млн. т. Выработанность запасов: нефти – 33,2%, газа – 12,9%, конденсата – 18,2%.

Западно-Сахалинская НГО – 1 газовое месторождение, открытое в 1986 г., находится в НФН. Запасы газа: С₁ – 3,760 млрд. м³; С₂ – 0,786 млрд. м³.

Итоги недропользования на территориях Дальнего Востока в XXI веке

Основная цель и главные результаты процесса недропользования – объемы добычи и приростов запасов нефти и газа. Обеспечивающие их достижение региональные и поисковые ГРП представлены комплексом показателей, а именно: динамикой лицензирования (география, количество недропользователей и лицензий разных видов), объемом финансирования ГРП, объемами основных видов работ – сейсморазведки и бурения [Новиков и др., 2013].

Добыча нефти и газа на территориях Дальнего Востока ведется в трех субъектах РФ: в Сахалинской области – с 20-х гг. прошлого столетия, в Камчатском крае и Чукотском АО – только в нынешнем столетии.

На Сахалине пик нефтедобычи был достигнут в 1983 г. – 2,7 млн. т, и с тех пор она последовательно и неуклонно снижается: 2001 г. – 1,507 млн. т, 2013 г. – 0,705 млн. т. Наиболее динамичный период снижения добычи нефти пришелся на 2006–2010 гг. (рис. 3). Накопленная за все годы добыча нефти составляет почти 124 млн. т. Пик газодобычи был достигнут в 1991 г. – 1,6 млрд. м³, и с тех пор она последовательно и неуклонно снижается: 2001 г. – 1,441 млрд. м³, 2013 г. – 0,233 млрд. м³. Наиболее динамичный период снижения добычи газа пришелся на 2004–2007 гг. (рис. 4). Накопленная за все годы добыча газа составляет 54 млрд. м³.

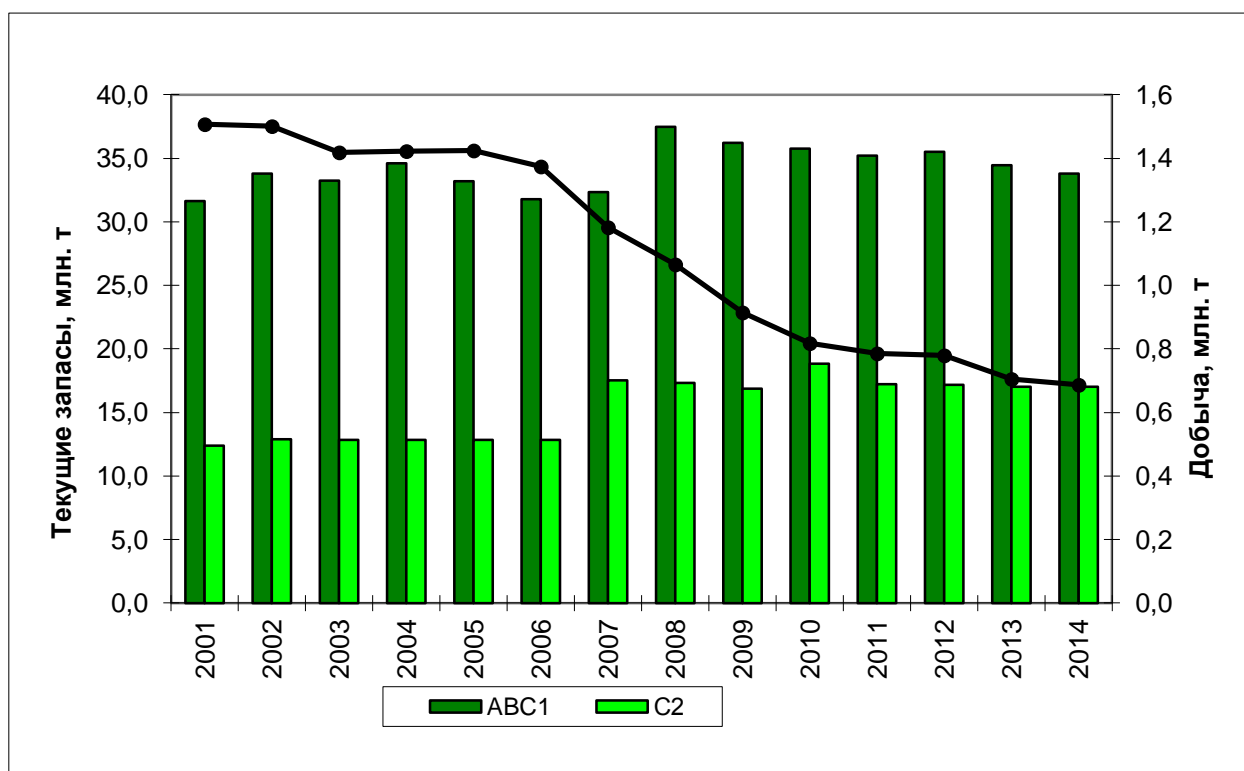


Рис. 3. Динамика изменений объемов добычи и запасов нефти на территории Сахалинской области с начала столетия

В Камчатском крае добыча газа на Кшукском месторождении для обеспечения местных нужд в объеме 8–12 млн. м³ производилась с начала столетия. С пуском газопровода Соболево – Петропавловск-Камчатский в эксплуатацию было введено Нижнеквакчикское месторождение, что позволило увеличить добычу газа в 2010 г. до 67 млн. м³, в 2011 г. – до 244 млн. м³, 2012 г. – до 322 млн. м³, 2013 г. – до 391 млн. м³.

В Чукотском АО на Западно-Озерном месторождении добыча газа для снабжения Анадыря ведется с 2002 г. в объемах около 20 млн. м³ в год.

На шельфе Сахалина в границах территориального моря с конца прошлого столетия на пяти базовых месторождениях было добыто 111,5 млн. т жидких и 140,2 млрд. м³ газообразных

УВ. Динамика морской нефтегазодобычи представлена на рис. 5. Пик добычи нефти был достигнут в 2007 г. и с тех пор объем ее добычи с некоторыми колебаниями постепенно снижается (пик газодобычи достигнут в 2013 г.).

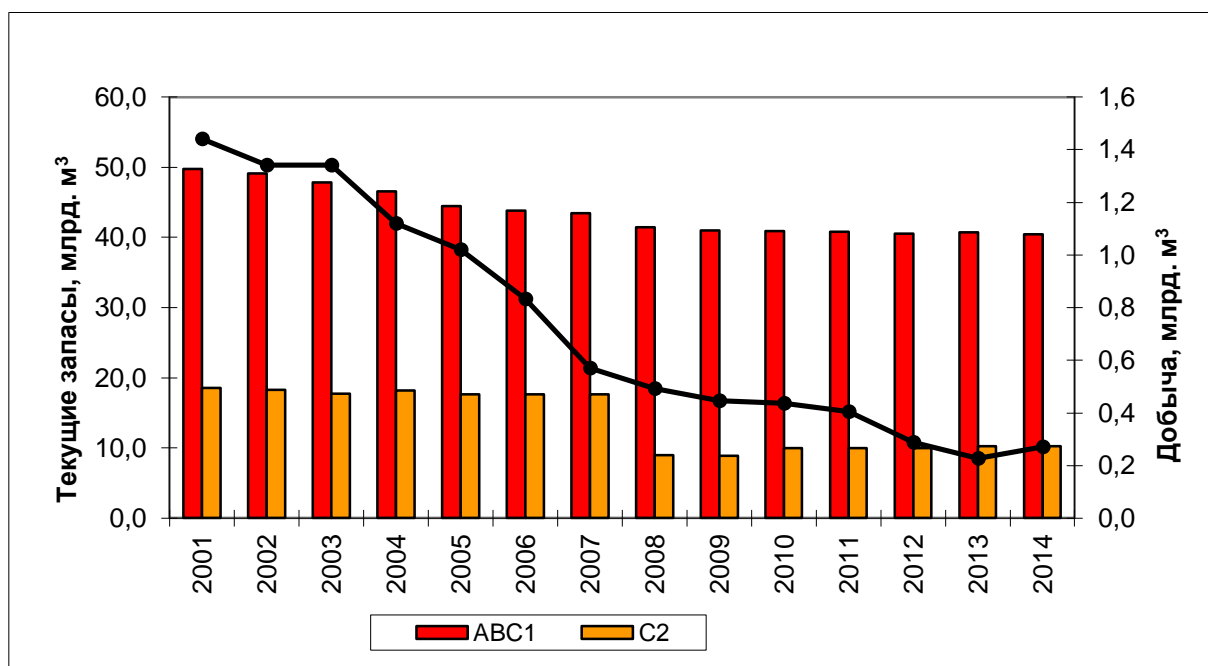


Рис. 4. Динамика изменений объемов добычи и запасов газа на территории Сахалинской области с начала столетия

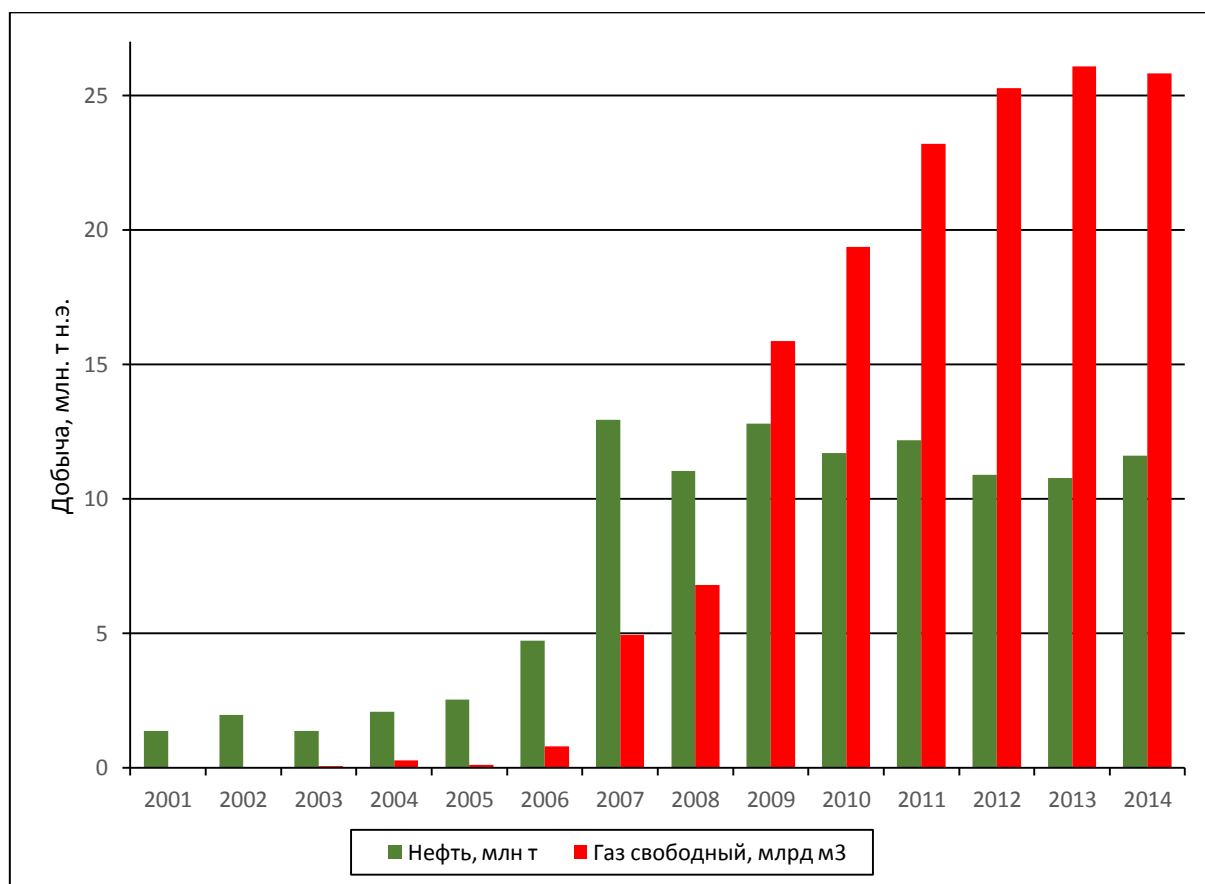


Рис. 5. Динамика изменений объемов добычи нефти и газа в территориальном море

Сахалина с начала столетия

Приросты запасов нефти и газа. В этом столетии оснований для существенных приростов запасов нефти и газа на территориях Дальнего Востока не было. Лишь в Сахалинской области было открыто всего два новых месторождения: Каурунани нефтегазоконденсатное (2001 г.) с начальными извлекаемыми запасами нефти категорий C_1 и C_2 – 0,373 млн. т и свободного газа – 0,118 млрд. м³ и Георгиевское нефтяное (2007 г.) с начальными извлекаемыми запасами нефти категорий C_1 и C_2 – 5,353 млн. т. Последнее открытие заметным образом отразилось незначительным увеличением суммарных запасов нефти категории C_2 в 2007 г. и категории C_1 в 2008 г. в Сахалинской области (см. рис. 3). Дальнейшие изменения запасов нефти по области обусловлены сочетанием небольших приростов запасов, полученных за счет доразведки и переоценки, и убыли за счет добычи в незначительных объемах. Подобное состояние запасов нефти, безусловно, не может хотя бы приостановить неуклонное снижение объемов ее добычи. Аналогичная диаграмма для газа отмечается заметным уменьшением запасов газа категории C_1 в 2008 г. и постепенным уменьшением запасов категории C_2 с начала столетия.

На диаграмме суммарных УВ (нефть, свободный и растворенный газ, конденсат) отражено открытие в 2007 г. Георгиевского нефтяного месторождения, а снижение добычи выглядит как неуклонно-поступательный процесс с некоторым усилением динамики снижения в 2006–2009 гг. (рис. 6).

С начала столетия суммарный прирост запасов нефти на Сахалине за счет новых открытий и доразведки ранее открытых месторождений составил: по категории C_1 – 2,857 млн. т, по категории C_2 – 4,657 млн. т; запасы газа уменьшились на 9,082 млрд. м³ по категории C_1 и на 8,309 млрд. м³ по категории C_2 . На Камчатке и Чукотке изменения запасов газа в основном обусловлены их уменьшением за счет добычи; небольшой прирост за счет доразведки получен лишь на Северо-Колпаковском месторождении.

Начальные извлекаемые запасы 9 месторождений охотоморского шельфа Сахалина, открытых в пределах границ территориального моря, составляют до 1600 млрд. т н. э., включая более 400 млн. т жидких и 1200 млрд. м³ газообразных УВ. Запасы 5 базовых месторождений, открытых в прошлом столетии, с начала века были существенно увеличены за счет доразведки, проводимой в ходе их эксплуатации. В конце 2014 г. в разработку включена северная оконечность одного из двух базовых месторождений проекта «Сахалин-2» – Чайво. В нынешнем столетии в территориальном море были открыты три новых месторождения, запасы которых, впрочем, не окажут существенного влияния на объем морской добычи в границах территориального моря, и в обозримом будущем основой ее будут оставаться запасы базовых месторождений проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

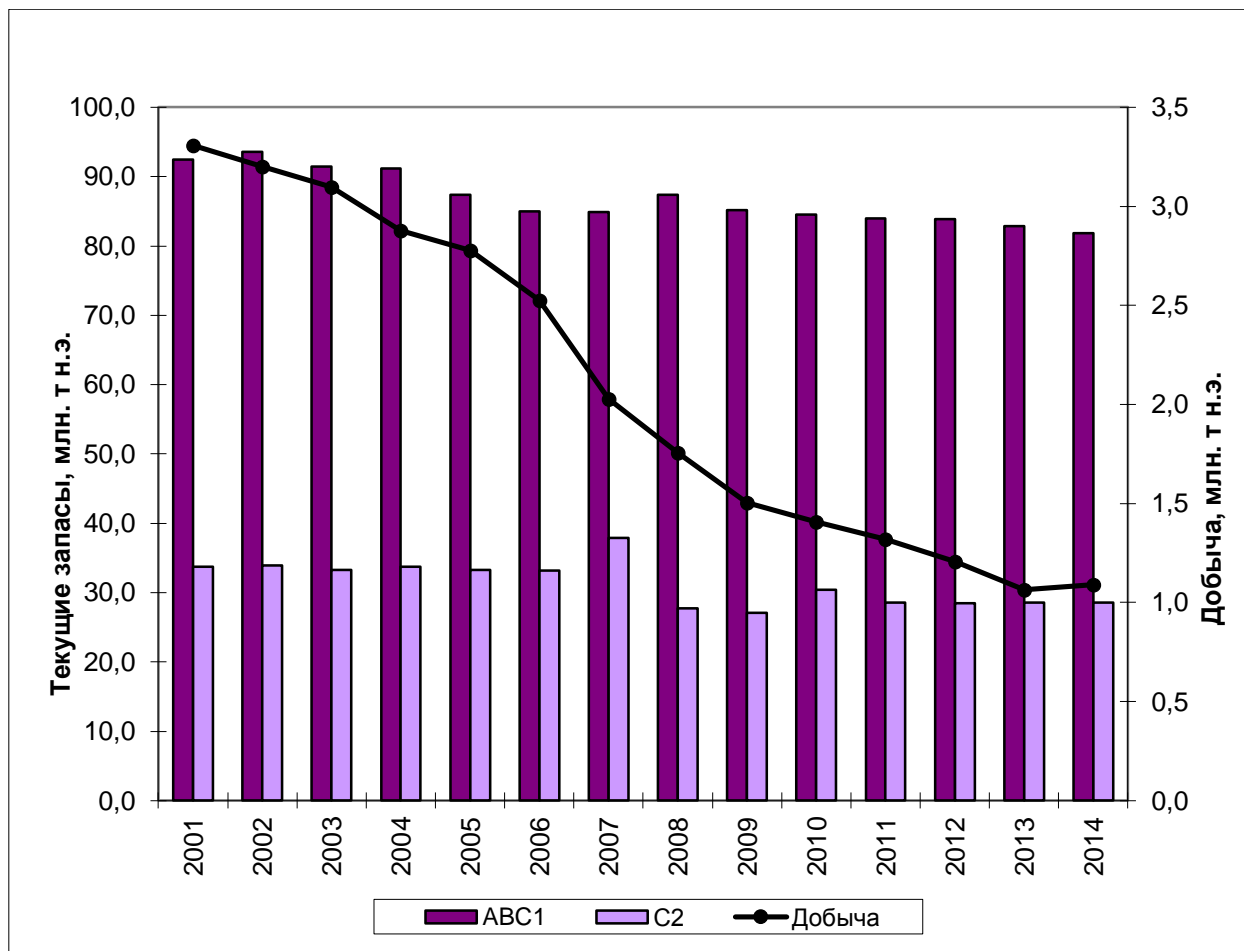


Рис. 6. Динамика изменений объемов добычи и запасов углеводородов на территории Сахалинской области с начала столетия

География недропользования. В нынешнем столетии основные объемы региональных работ на территориях Дальнего Востока выполнялись в Камчатском крае, в гораздо меньших объемах – в Хабаровском крае и Сахалинской области; в Чукотском АО – региональные работы не проводились (рис. 7). В Амурской области (Зее-Буреинская впадина) в 2010–2012 гг. проводились тематические исследования, а на основании их результатов в 2014 г. начались комплексные геофизические работы. В период до 2020 г. планируется проведение региональных ГРП в Камчатском, Хабаровском и Приморском краях; кроме того, для обобщения и анализа результатов ранее выполненных региональных и поисковых работ планируется проведение тематических исследований по Дальневосточному региону в целом, Сахалинской области и Хабаровскому краю (Алдано-Майский район).

География и масштабы поисково-разведочных работ стали расширяться с 2006 г. достигнув максимума в 2009 г., когда в регионе действовали 28 недропользователей (в Сахалинской и Магаданской областях, Камчатском и Хабаровском краях, Чукотском АО и Еврейской автономной области). Общее количество лицензий достигало 71, включая 27

лицензий видов НП (геологическое изучение) и НР (поиски и разведка). Многие из этих лицензий были прекращены досрочно, в ряде случаев – не приступая к реальным работам. После этого последовал спад лицензионной активности, продолжающийся в настоящее время. Сегодня в Сахалинской области, Камчатском крае и Чукотском АО действуют всего 16 недропользователей, владеющих в совокупности 52 лицензиями, из которых только 11 лицензий – видов НП и НР и все они в Сахалинской области.

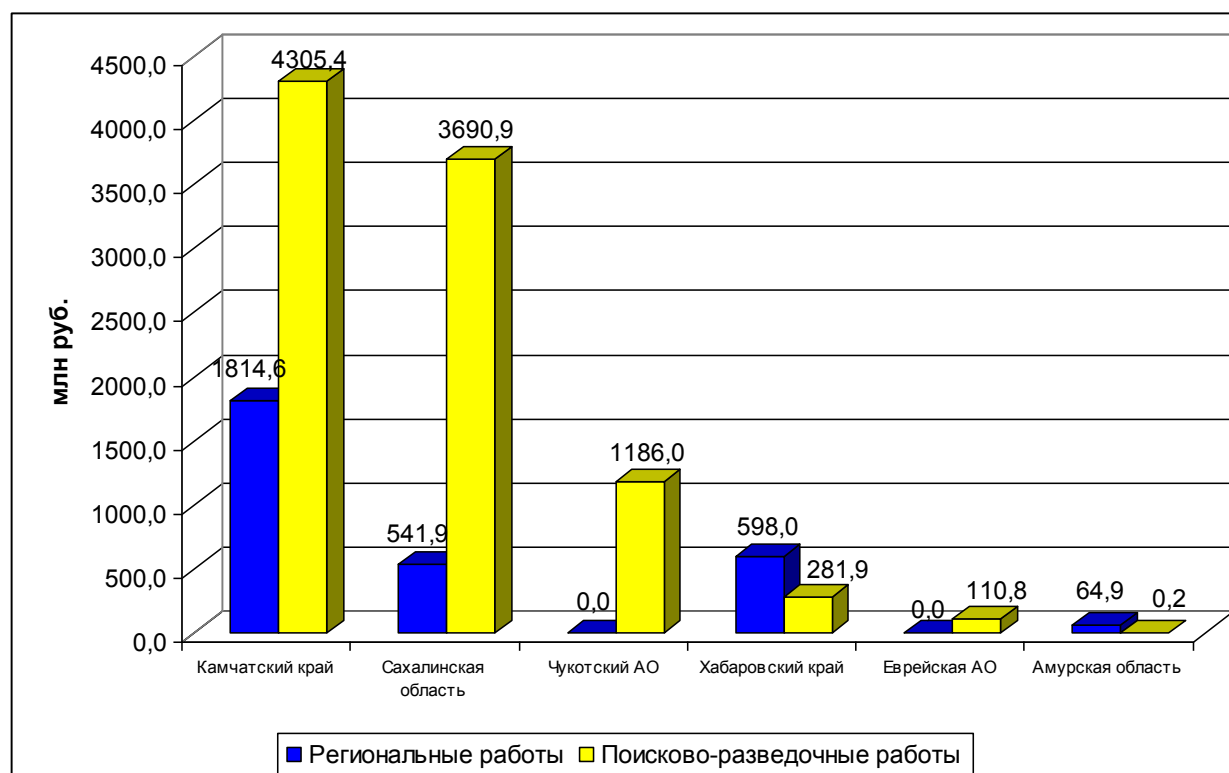


Рис. 7. Финансирование региональных и поисково-разведочных работ по субъектам РФ в составе Дальневосточного региона в 2001–2014 гг.

Таким образом, география перманентного недропользования на территориях Дальнего Востока неизменна – это Сахалин, Камчатка и Чукотка – регионы, где были открыты месторождения УВ и ведется их разработка. Эпизодически активность недропользователей проявлялась на территориях Хабаровского края (2007-2011 гг.) и Еврейской автономной области (2010-2011 гг.).

Динамика количества лицензий разных видов представлена на рис. 8. В текущем столетии обозначаются три периода с разнонаправленными тенденциями развития процесса недропользования: 2001-2004 гг. – стабильно невысокая активность; 2005-2009 гг. – постепенный подъем; 2010-2014 гг. – снижение, с высокой вероятностью сохранения этой тенденции в обозримом будущем. Соответственно этим периодам, общее число недропользователей с начала века увеличилось с 9 (2001 г.) до 28 (2009 г.), а впоследствии

сократилось до 16 (2014 г.). Общее количество лицензий увеличилось с 49 до 71 и сократилось сегодня до 53. Преобладающими и наиболее стабильными по количеству являются лицензии вида НЭ (добыча): их число меняется в пределах 41-44, при том, что объемы добычи уменьшаются из года в год. Изменения количества лицензий вида НР по периодам характеризуются значениями: 3 – 19 – 5; лицензий вида НП: значениями 5 – 11 – 6. Сегодня количество лицензий вида НП и НР, работы по которым могут привести к новым открытиям, сократилось до 11 шт., а число недропользователей, владеющих ими, до 9 и район их деятельности ограничен исключительно территорией Сахалина.

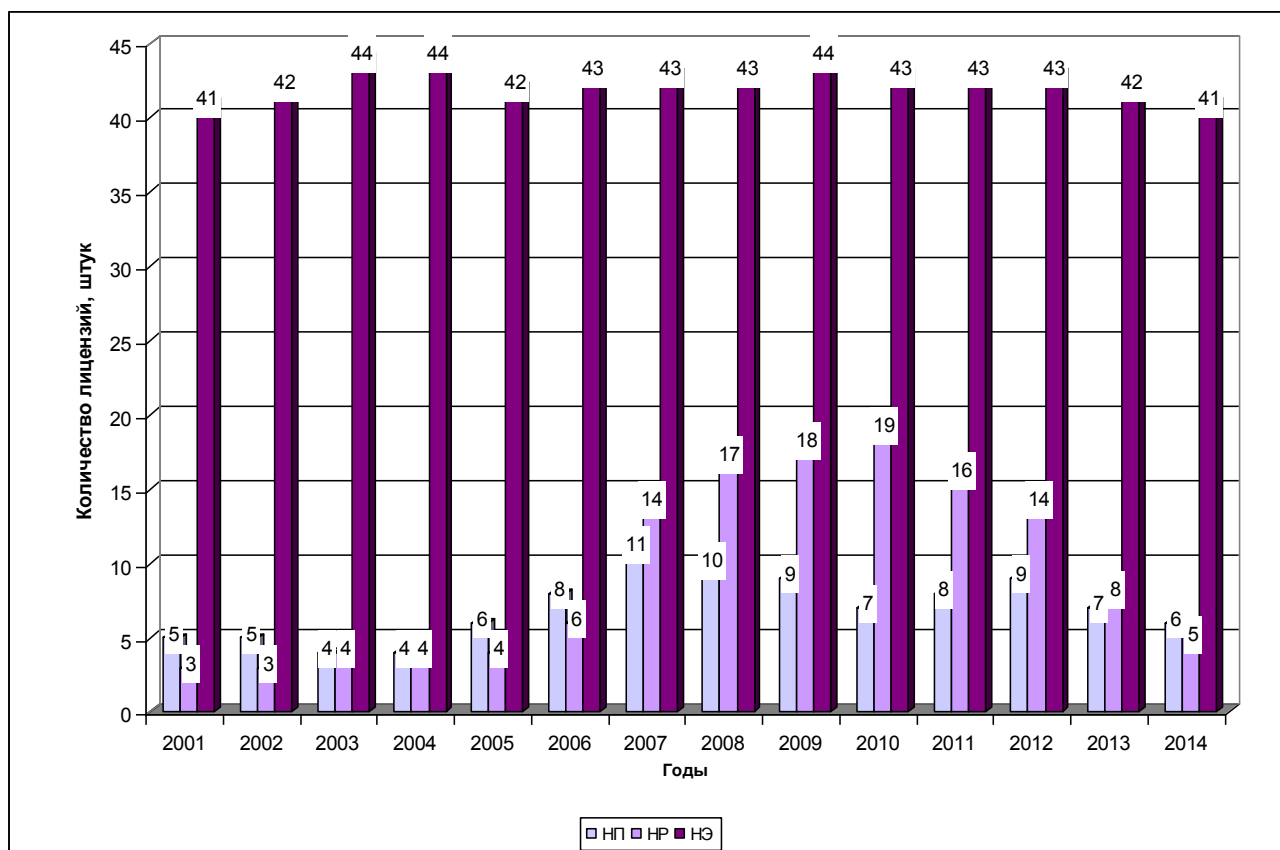


Рис. 8. Динамика количества лицензий разных видов на территориях Дальнего Востока

Финансирование ГРП. В нынешнем столетии на организацию и проведение региональных и поисково-разведочных работ на нефть и газ на территориях Дальнего Востока в общей сложности было израсходовано 12,7 млрд. руб., в том числе 3,1 млрд. руб. средств федерального бюджета и 9,6 млрд. руб. средств недропользователей; соотношение бюджетных и внебюджетных затрат – 1:3 (рис. 9).

Объем ежегодных бюджетных затрат обнаруживает устойчивую тенденцию к увеличению, что, отчасти, обусловлено инфляцией: в начале века (2001–2006 гг.) уровень затрат составлял 40–50 млн. руб.; затем дважды (2007 г. и 2011 г.) происходило их

скачкообразное (в 2 раза) увеличение; в 2011-2013 гг. они последовательно увеличились еще в 2 раза, достигнув абсолютного максимума – 794,2 млн. руб. В 2014 г. расходы бюджета, напротив, уменьшились почти в 2 раза, что обусловлено не столько сокращением финансирования, сколько его организацией: начало финансирования работ по 4 новым объектам происходило в течение года, включая IV квартал.

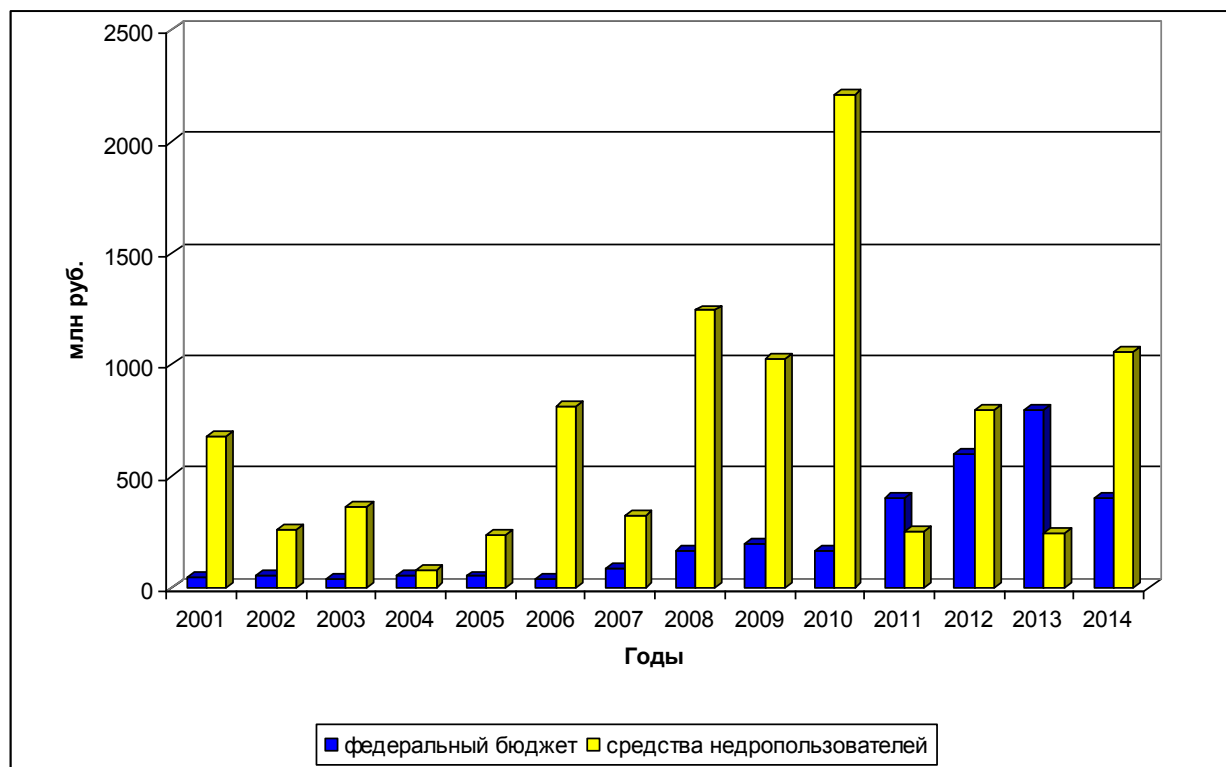


Рис. 9. Затраты федерального бюджета и средств недропользователей на проведение региональных и поисково-разведочных работ на территориях Дальнего Востока с начала столетия

Ежегодные затраты на проведение ГРП за счет средств недропользователей менялись в очень широких пределах: от 74,6 млн. руб. (2004 г.) до 2212,2 млн. руб. (2009 г.), до 244,6 млн. руб. (2013 г.) и до 1058,19 млн. руб. (2014 г.). Эти неравномерные изменения носят, скорее, случайный характер и в значительной мере обусловлены изменениями экономической ситуации в целом и системным невыполнением лицензионных обязательств конкретными недропользователями.

Суммарные затраты средств федерального бюджета на проведение региональных работ составили 3088,3 млн. руб., в том числе: параметрическое бурение – 51,6% суммарных затрат; сейсморазведочные работы 2D – 39,0%, тематические исследования – 9,4% (табл. 6).

Суммарные затраты недропользователей на проведение поисково-разведочных работ составили 9579,22 млн. руб., в том числе разведочное бурение – 7,9% суммарных затрат,

поисковое бурение – 52,2%, сейсморазведочные работы 3D – 9,7%, сейсморазведочные работы 2D – 20,3%, прочие работы – 9,9%.

Таблица 6

Виды, объемы и финансирование региональных и поисково-разведочных работ, выполненных на территориях Дальнего Востока в 2001–2014 гг.

Виды работ	Количество объектов, шт.	Объемы работ	Затраты, млн. руб.
<i>Региональные работы</i>			
Параметрическое бурение	4 скважины	12371 м	1594,25
Сейсморазведка 2D	13 объектов	3113,9 км	1203,1
Прочие работы	-	-	290,95
ВСЕГО			3088,3
<i>Поисково-разведочные работы</i>			
Поисковое бурение	16 скважин	41904 м	5001,31
Разведочное бурение	7 скважин	13829 м	758,74
Сейсморазведка 3D	10 объектов	465,3 км ²	928,45
Сейсморазведка 2D	13 объектов	3216,1 км	1940,31
Прочие работы	-	-	950,41
ВСЕГО			9579,22

В период 2001–2010 гг. ежегодные затраты внебюджетных средств превышали затраты бюджета в 10–20 раз; но в 2011–2013 гг. бюджетные затраты уже в 1,4 раза превысили затраты недропользователей. В 2014 г. внебюджетные затраты вновь превысили затраты бюджета в 2,7 раза.

Региональные работы

Параметрическое бурение проводилось на Сахалине – Верхне-Тымская скважина (2007-2008 гг.) и на Камчатке – Схумочская (2002-2005 гг.), Лигинмынская (2009-2012 гг.) и Усть-Камчатская (2012-2014 гг.) скважины (рис. 10). Оценивая результаты параметрического бурения в целом, следует отметить следующее: реально вскрытые разрезы осадочного чехла Верхне-Тымской площади, Колпаковского, Вывенского и Восточно-Камчатского прогибов оказались существенно отличными от прогнозируемых; бурение ставилось на перспективных структурах с прогнозируемыми ресурсами УВ, но ни в одном случае скопления УВ не были обнаружены; результаты бурения параметрических скважин не способствовали повышению привлекательности исследуемых территорий для потенциальных инвесторов и недропользователей, как это планировалось.

Региональные сейсморазведочные работы 2D проводились на территориях четырех субъектов РФ: Хабаровского края – 48,2% суммарного объема работ, Камчатского края – 26,0%, Сахалинской области – 23,2%, Амурской области – 2,6%. (рис. 11).

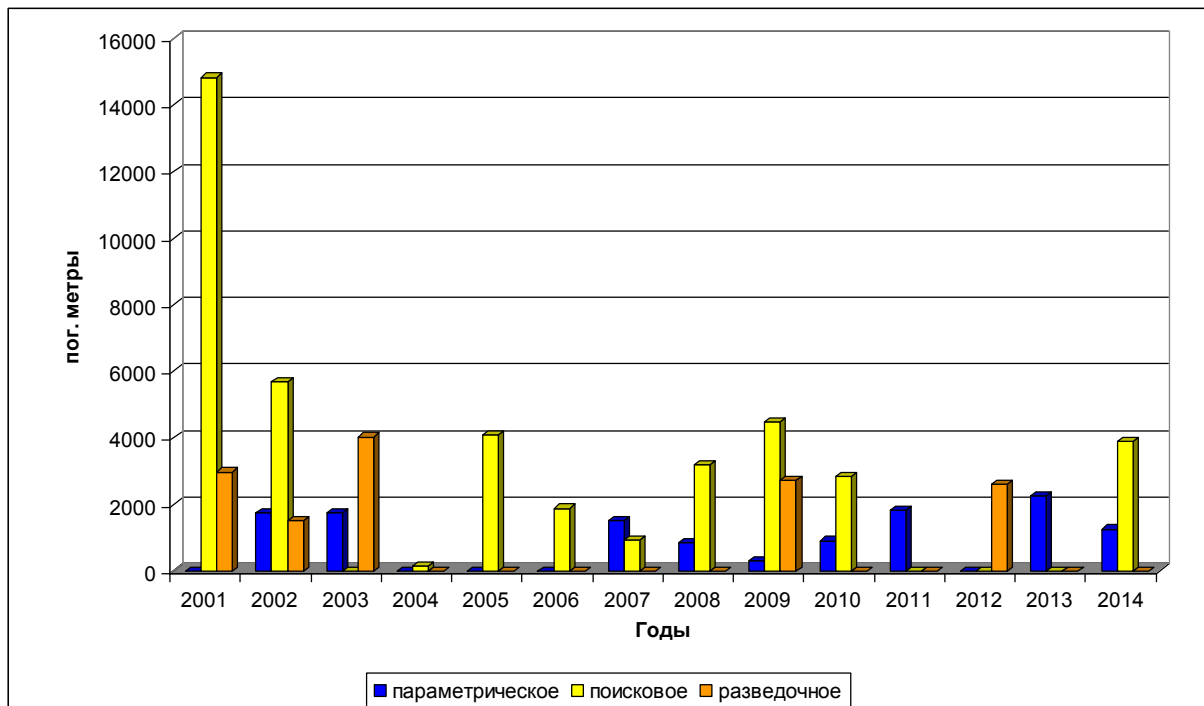


Рис. 10. Объемы бурения на территориях Дальнего Востока

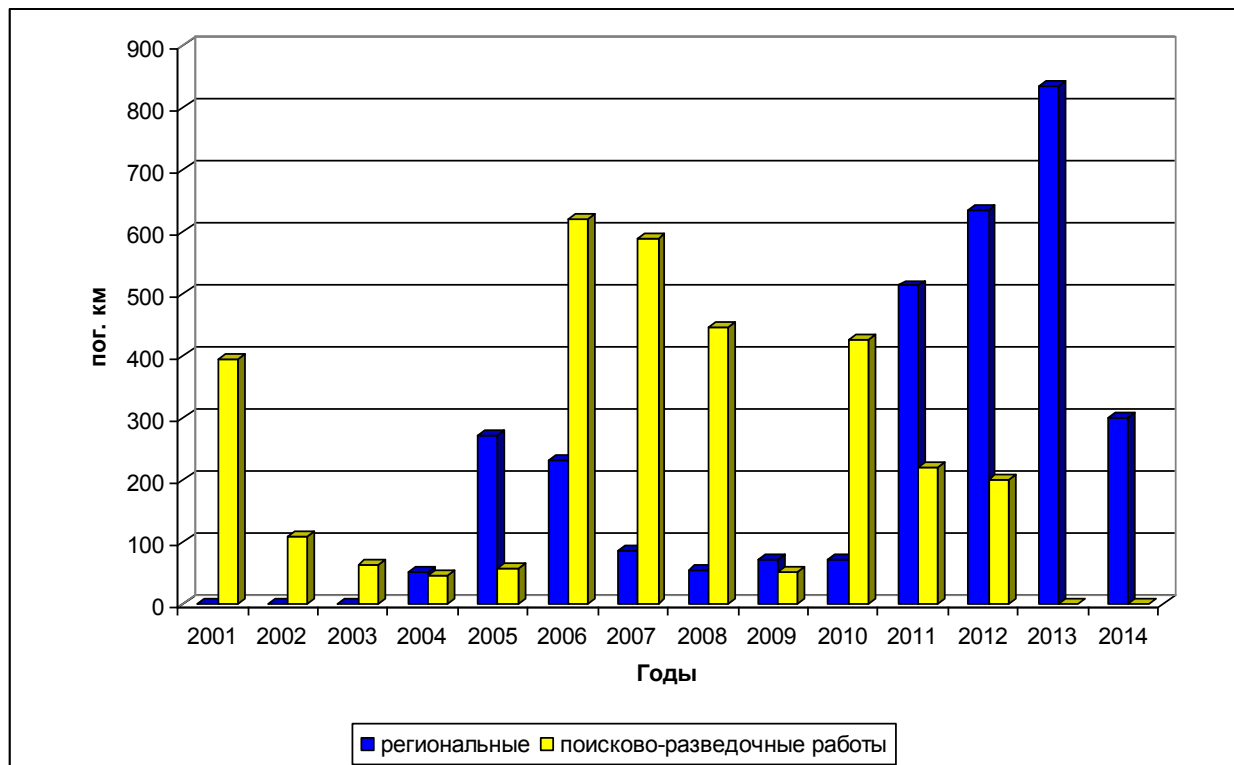


Рис. 11. Объемы сейсморазведочных работ 2D на территориях Дальнего Востока

В Сахалинской области работы проводились с 2004 г. по 2012 г. в пределах Северо-Сахалинской НГО. Объектами работ были Кировский грабен, Паромай-Хангузинский сегмент Хоккайдо-Сахалинского разлома и Поронайская впадина (Южно-Поронайская и Усть-Поронайская площади). На основании результатов работ по двум первым объектам было обосновано место заложения Верхне-Тымской параметрической скважины, которая не только не выполнила поставленной задачи (обнаружение поисковых объектов монгинского типа в поднадвиговой толще), но и была завершена гораздо ранее проектной глубины (4500 м), войдя в базальтовый меловой фундамент, где и была остановлена (2357 м). По результатам работ в Поронайской впадине объекты, представляющие существенный поисковый интерес, не были установлены.

В Камчатском крае работы проводились в двух районах. Восточно-Камчатский прогиб долгое время оставался слабо изученной территорией, несмотря на значительный объем (более 45 тыс. пог. м) структурного (88 скважин) и глубокого (5 скважин) бурения, сконцентрированного на ограниченной площади (около 5 км²) Богачевского нефтепроявления, разведка которого продолжалась несколько десятилетий (1923-1957 гг.), оставаясь главной задачей ГРП на Камчатке. После долгого перерыва региональные работы в Восточно-Камчатском прогибе возобновились: сначала в его северной части (2004-2006 гг.), затем южнее, на Усть-Камчатской и Столбовской площадях (2006–2007 гг., 2010-2012 гг.), где было определено место заложения параметрической скважины на выявленной перспективной структуре.

Второй район региональных исследований – Пусторецкий (Кинкильский) прогиб на северо-западе Камчатки, территория которого оставалась не затронутой сейсмическими исследованиями. Впервые они были проведены здесь в 2012-2014 гг., а позднее (2014-2016 гг.) будут продолжены в центральной наиболее перспективной части прогиба – Рекиникский объект.

Алдано-Майский район Хабаровского края – крупнейший в материковой части Дальнего Востока объект региональных работ, являющийся частью Северо-Алданской ПНГО, которая, в свою очередь, входит в состав Лено-Тунгусской НГП. Северо-Алданская ПНГО расположена на границе отдаленных и труднодоступных районов Республики Саха (Якутия) и Хабаровского края и до последних лет оставалась практически неизученной. Только в последние годы стали проводиться работы по ее региональному изучению; исполнителем работ как в якутской, так и в хабаровской частях является ООО «Якутскгеофизика». В хабаровской части работы последовательно ведутся на смежных и отчасти перекрывающих друг друга площадях в рамках трех объектов: Юдомо-Майского (2010-2012 гг.), Юдомского (2012-2014 гг.) и Учурского (2015–2017 гг.).

Анализ динамики региональных сейсморазведочных работ, выполненных на территориях Дальнего Востока в 2004-2014 гг., свидетельствует о том, что вплоть до 2011 г. ежегодный объем этих работ в среднем составлял 50–85 пог. км, достигая максимума более 230 пог. км только в 2005–2006 гг. В 2011–2013 гг. объемы работ возросли на порядок, благодаря чему только за последние три года было выполнено 70% всех региональных сейсморазведочных работ, проведенных в нынешнем столетии, что составило 82% их общей стоимости.

Поисково-разведочные работы

Сейсморазведочные работы 2D проводились недропользователями на территориях трех субъектов РФ: Сахалинской области – 45,4% суммарного объема, Камчатского края – 41%, Еврейской АО – 13,6% (см. рис. 11).

В Сахалинской области максимальный объем этих работ был выполнен в 2001 г. – 395,1 пог. км; с тех пор он только дважды (2010 и 2012 гг.) составил чуть более 200 пог. км; в 2008 г., 2011 г., 2013 г. и 2014 г. работы не проводились. Объектами работ были Восточно-Оссойская, Хандасинская и Полярнинская площади Северо-Сахалинской НГО; Холмская, Ламанонская, Приточная и Западно-Крильонская площади Западно-Сахалинской НГО; Южно-Анивская площадь Южно-Сахалинской НГО. По результатам работ, выполненных на Холмской и Южно-Анивской площадях, были заложены три поисковые скважины. Бурение одной из них оказалось успешным и привело к открытию Георгиевского нефтяного месторождения (2007 г.). Поисковая скважина, открывшая месторождение Каурунани (2002 г.), была заложена по результатам работ, выполненных в конце прошлого века.

В Камчатском крае работы выполнялись в 2006-2008 гг. в двух районах в пределах Западно-Камчатской НГО – Воямпольская площадь и Тундровый участок. По результатам работ к поисковому бурению были подготовлены три структуры, две из них безуспешно разбурены.

В Еврейской автономной области работы проводились в 2010-2011 гг. на лицензионных участках в пределах Средне-Амурского НГР – Димитровском, Лазаревском и Самарском. Буровые работы впоследствии не проводились, так как действие лицензий было прекращено по инициативе недропользователя.

Суммарные объемы сейсморазведочных работ 2D, выполненных в нынешнем столетии за счет средств федерального бюджета (региональные работы) и средств недропользователей (поисково-разведочные работы), сопоставимы: 2813,9 и 3216,1 пог. км. Но в этом суммарном соотношении нивелируются три существенно различных периода: 2001–2003 гг. – региональные работы не производились; 2004–2010 гг. – объемы поисково-разведочных работ в 2,7 превосходили объемы региональных работ, а их суммарная стоимость – в 9,3 раза; 2011-

2013 г. – объемы поисково-разведочных (в 2013 г. не проводились) составляли лишь пятую часть (21%) объема региональных работ, а их стоимость – всего 10 %.

Детальные сейсморазведочные работы 3D проводятся с 2003 г., достигая максимального объема в последние годы (62–75 км²). Как правило, выполнялись они на хорошо разведанных площадях Северо-Сахалинской НГО, включающих месторождения нефти и газа: Каурунининской, где в 2002 г. было открыто месторождение, Пограничной, Южно-Дагинской, Северо-Колендинской, Аскасайской, Западно-Монгинской. Исключением из этого правила является Верхне-Буреинский НГР, где открыто единственное в материковой части Дальнего Востока месторождение (работы проводились в 2009 г. и в 2011 г.; буровые работы не велись).

Буровые работы. Ключевым, наиболее рискованным и дорогостоящим элементом ГРП на нефть и газ, безусловно, является поисковое бурение (см. рис. 10). Многие лицензии закрываются досрочно – в преддверии буровых работ, в ряде случаев после проведения не только обязательных сейсморазведочных работ 2D, но и гораздо более затратных работ 3D (Верхне-Буреинский НГР Хабаровского края).

В нынешнем столетии было пробурено 16 поисковых скважин на Сахалине, Камчатке и Чукотке. Максимальный объем бурения был достигнут в 2001 г. (14824 пог. м) и с тех пор подобные показатели не достигались. Более того, в 2003 г. поисковое бурение не проводилось, также, как и в последние годы. Даже главным недропользователем на Сахалине (ОАО «НК «Роснефть») за последние пять лет пробурены всего 2 поисковые скважины в 2014 г. Лишь в двух случаях бурение оказалось успешным и привело к открытию новых месторождений: в 2001 г. - Каурунани, где были пробурены 4 поисковые скважины, и 2007 г. - Георгиевское.

На Сахалине и Чукотке было пробурено 7 разведочных скважин, бурение проводилось в 2001-2003 гг., 2009 г. и 2012 г. В результате получены незначительные приросты запасов, не способные компенсировать неуклонно падающую добычу.

Все вышеперечисленные виды работ, выполняемые как за счет средств федерального бюджета, так и за счет средств недропользователей, являются взаимосвязанными элементами единого процесса, нацеленного на обеспечение прироста запасов нефти и газа – за счет новых открытий или доразведки уже открытых месторождений. Результаты многолетнего мониторинга процесса недропользования на территориях Дальнего Востока показывают, что практически на всех его этапах происходят сбои, что обуславливает, в конечном счете, низкую эффективность ведущихся здесь ГРП на нефть и газ.

На региональном этапе работ для повышения надежности и обоснованности прогнозных оценок в случае необходимости проводится параметрическое бурение. Результаты бурения четырех параметрических скважин на Камчатке и Сахалине показали, что во всех случаях

прогнозируемый осадочный разрез оказывался существенно отличным от реально вскрытого, а ожидаемые залежи УВ так и не были обнаружены. По результатам региональных работ предполагалось выполнить обоснование и выделение новых привлекательных объектов лицензирования, но и эту главную задачу решить пока не удастся.

В действительности новые объекты лицензирования, как правило, определяются по результатам ранее выполненных работ, которые далеко не всегда оказываются надежным основанием для рациональной и эффективной организации ГРП. В силу высоких рисков количество новых поисковых лицензий относительно невелико и нестабильно. Нередко недропользователи отказываются от приобретенной лицензии, не приступая к работам или выполнив их в минимальном объеме. Постоянное невыполнение объемов ГРП, предусмотренных условиями лицензионных соглашений, приобрело системный и повсеместный характер, особенно в последние годы.

Результаты работ. По итогам региональных работ, выполненных на территориях Дальнего Востока в нынешнем столетии, не подготовлено ни одного нового лицензионного объекта. По итогам поисково-разведочных работ с начала столетия открыто всего два небольших по запасам месторождения.

Таким образом, тенденции недропользования на территориях Дальнего Востока, обозначившиеся в начале XXI века, имеют очевидно негативный характер:

- добыча нефти и газа неуклонно падает;
- приросты эффективных запасов, способных приостановить или хотя бы замедлить это падение, не достигнуты;
- начиная с 2009 г. география лицензирования сужается и число недропользователей уменьшается;
- количество лицензий видов НП и НР, работы по которым могут привести к новым открытиям, сокращается и сегодня лицензии такого вида остались только на Сахалине;
- недропользователи нарушают лицензионные обязательства повсеместно и постоянно;
- несмотря на значительные затраты федерального бюджета и компаний на проведение региональных и поисково-разведочных работ, эффективность их остается крайне низкой.

Исследования, выполненные в рамках завершеного объекта, нацелены на повышение эффективности ГРП на нефть и газ за счет рационального выбора перспективных направлений и конкретных районов наращивания наземной и прибрежной ресурсной базы УВС Дальневосточного региона. Для этого необходимо было выявить основные тенденции недропользования в Дальневосточном регионе, определяемые интеграцией прогнозных оценок и реально достигаемых результатов ГРП.

Современные тенденции недропользования на территориях и акваториях Дальнего Востока

Традиционно мониторинг результатов ГРП и лицензирования по территориям и акваториям выполняется раздельно и разными организациями. Пожалуй, впервые мониторинг проводится и на территориях, и на акваториях Дальнего Востока [Новиков, Андиева, Гома, 2014]. В связи с этим возникла необходимость более дифференцированного представления традиционно понимаемых «территорий» и «акваторий», для чего мы соотнесли их с теми осадочными бассейнами, в границы которых они входят. Осадочные бассейны могут либо целиком располагаться на суше – наземные бассейны, либо целиком располагаться в море – морские бассейны, либо располагаться по обе стороны береговой линии – наземно-морские бассейны. Таким естественным и вполне однозначным образом выделяются две категории «территорий» (в рамках сугубо наземных и наземно-морских бассейнов) и три категории «акваторий» (в рамках сугубо морских и наземно-морских бассейнов с особым выделением «территориального моря»). Привязка достигнутых и прогнозируемых результатов ГРП к пяти категориям нефтегазоперспективных земель позволяет точнее оценить и сопоставить эффективность работ по всем этим направлениям. В табл. 7 представлены основные результаты и современное состояние ГРП в рамках пяти категорий нефтегазоперспективных земель Дальнего Востока, а именно: накопленная добыча нефти, газа и конденсата; динамика и тенденции добычи; месторождения, ее обеспечивающие; состояние текущих запасов и новые открытия с начала столетия; активность лицензирования в последние годы.

С начала столетия центр нефтегазодобычи в Дальневосточном регионе сместился с территорий на акватории, оставаясь при этом в рамках наземно-морских бассейнов. Совокупная наземная добыча нефти, которая ведется уже 85 лет, составляет сегодня чуть больше 123 млн. т, газа – 55 млрд. м³, конденсата – менее 2 млн. т. Совокупная морская добыча нефти, которая ведется всего 15 лет и только в границах территориального моря, достигла сегодня 111 млн. т, газа – почти 150 млрд. м³, конденсата – 14 млн. т. Нефтегазодобыча на акваториях наземно-морских бассейнов за пределами территориального моря только начинается.

В этом столетии территории и акватории Дальневосточного региона характеризуются разнонаправленными тенденциями нефтегазодобычи. Сахалин, долгое время бывший единственным центром добычи на Дальнем Востоке, уже длительное время находится в состоянии глубокого кризиса из-за отсутствия сколь-нибудь значимых приростов запасов. Неуклонное падение добычи нефти здесь продолжается 30 лет, газа – 23 года. Добыча газа из небольших по запасам месторождений Камчатки и Чукотки способна покрыть лишь местные потребности.

Таблица 7

Основные результаты геологоразведочных работ по категориям нефтегазоперспективных земель Дальнего Востока

ТЕРРИТОРИИ		АКВАТОРИИ		
Наземные бассейны	Суша	Наземно-морские бассейны	Море	Морские бассейны
		Территориальное море	Море	
НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА				
Нет	Нефть – 123,3 млн. т Газ – 55,5 млрд. м ³ Конденсат – 1,9 млн. т	Нефть – 99,4 млн. т Газ – 122,9 млрд. м ³ Конденсат – 12,1 млн. т	Нет	Нет
ДИНАМИКА ДОБЫЧИ				
Добычи нет	Сахалин: падающая добыча нефти (с 1984 г.) и газа (с 1991 г.)	Газ: постоянное увеличение объемов до 26,1 млрд. м ³ в 2013 г. Нефть: выход на пик 12,8 млн. т в 2007 г.	Начало добычи в 2014 г.	Добычи нет
МЕСТОРОЖДЕНИЯ				
1 месторождение в НФН	74 месторождения, в т.ч.: 35 – в разработке 28 – в НФН	9 месторождений, в т.ч.: 5 – в разработке 2 – готовятся к освоению	6 месторождений, в т.ч.: 2 – вводятся в разработку 1 – готовится к освоению	Месторождений нет
ТЕКУЩИЕ ЗАПАСЫ				
Газ: С ₁ – 0,4 млрд. м ³ С ₂ – 1,6 млрд. м ³	Нефть: С ₁ – 37,8 млн. т С ₂ – 23,3 млн. т Газ: С ₁ – 62,5 млрд. м ³ С ₂ – 21,9 млрд. м ³	Нефть: С ₁ – 200,0 млн. т С ₂ – 24,5 млн. т Газ: С ₁ – 832,5 млрд. м ³ С ₂ – 193,7 млрд. м ³	Нефть: С ₁ – 87,6 млн. т (?) С ₂ – 64,2 млн. т Газ: С ₁ – 359,2 млрд. м ³ С ₂ – 459,2 млрд. м ³	Запасов нет
НОВЫЕ ОТКРЫТИЯ С НАЧАЛА СТОЛЕТИЯ				
Нет	2 месторождения – 2001 г., 2007 г.	3 месторождения – 2010 г., 2010 г., 2012 г.	3 месторождения – 2006 г., 2010 г., 2011 г.	Нет
СОСТОЯНИЕ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ				
После 2011 г. лицензии не выдавались	Последние лицензии: 2012 г. – 3 лицензии 2010 г. – 6 лицензий 2009 г. – 1 лицензия	Последние лицензии: 2013-2014 гг. – 4 лицензии 2010-2011 гг. – 2 лицензии	Последние лицензии: 2014 г. – 2 лицензии 2009-2010 г. – 4 лицензии	Последние лицензии: 2011 г. – 5 лицензий

Добыча морской нефти на шельфе Сахалина началась в конце прошлого столетия, и в 2007 г. она достигла пика (12,8 млн. т), после чего произошла стабилизация ее уровня, сохраняющегося до настоящего времени. Морская добыча газа, напротив, продолжает неуклонно возрастать, в 2013 г. достигнув 26,1 млрд. м³. Рост морской добычи нефти и газа может быть обеспечен только вводом в разработку в 2013–2014 г. двух месторождений за пределами территориального моря – Киринского газоконденсатного и Аркутун-Дагинского нефтегазоконденсатного; несколько позже – доразведкой и вводом в эксплуатацию Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения – крупнейшего на Дальнем Востоке.

На территориях региона открыто 75 месторождений. В сугубо наземных бассейнах открыто всего одно небольшое газовое месторождение; в сугубо морских бассейнах – пока ни одного. В наземно-морских бассейнах открыто 74 месторождения, из которых 35 месторождений в настоящее время находятся в разработке; 28 месторождений состоят в НФН.

На акваториях региона открыто 15 месторождений. В территориальном море открыто 10 месторождений, из которых 5 месторождений находятся в разработке, до настоящего времени обеспечивая весь объем морской нефтегазодобычи на Дальнем Востоке; 2 месторождения готовятся к освоению, но их запасы не могут существенно повысить уровень добычи нефти и газа. За пределами территориального моря открыто 6 месторождений (2 из них только вводятся в разработку, 2 разведываются с целью подготовки к освоению).

Запасы газа единственного месторождения наземных бассейнов незначительны и остаются не востребуемыми. Значительная часть запасов месторождений на территориях наземно-морских бассейнов находится в НФН, что само по себе характеризует их качество, а остаточные запасы месторождений, находящихся в разработке, по условиям залегания и качеству не способны хотя бы приостановить неуклонно падающую добычу. Объемы запасов территориального моря на порядок выше, и большая их часть относится к категории активных, обеспечивая всю морскую нефтегазодобычу на Дальнем Востоке. Запасы морских месторождений за пределами территориального моря пока менее значительны и определены. Разведка крупнейшего Южно-Киринского месторождения продолжается. После бурения двух скважин в 2013 г. запасы газа были увеличены до 75 млрд. м³ и впервые было установлено наличие запасов нефти, предварительно оцененных в объеме до 450 млн. т (геологические).

Что касается новых открытий, то на суше с начала столетия были открыты 2 небольших месторождения, в территориальном море – 3 месторождения (2 мелких и 1 среднее), за границами территориального моря – 3 морских месторождения, включая уникальное Южно-Киринское нефтегазоконденсатное. В сугубо морских бассейнах открытий пока не было, но нельзя исключать их вероятность в ближайшем будущем – на магаданском шельфе, где активно ведутся поисковые работы.

Современная активность компаний-недропользователей недвусмысленно свидетельствуют о направленности их устремлений. В наземных бассейнах после 2011 г. поисковые работы не проводятся и новые лицензии не выдаются. На территориях наземно-морских бассейнов последние новые лицензии были получены в 2009 г. (1 лицензия), 2010 г. (6 лицензий) и 2012 г. (3 лицензии); в территориальном море новые лицензии были выданы в 2010–2011 гг. (2 лицензии) и 2013–2014 гг. (4 лицензии); на акваториях за пределами территориального моря – в 2009–2010 гг. (4 лицензии) и 2014 г. (2 лицензии). В сугубо морских бассейнах поисковые лицензии впервые были получены лишь в 2011 г. (5 лицензий ОАО «НК «Роснефть»).

Суммарные начальные геологические запасы крупнейшего на суше месторождения Монги составляют 71,6 млн. т н. э.; крупнейшего в территориальном море Лунского месторождения – 511,3 млн. т н. э.; крупнейшего Южно-Кириного морского месторождения за пределами территориального моря - до 1450 млн. т н. э. (предварительная оценка).

Сопоставление разных категорий нефтегазоперспективных земель вполне определенным образом свидетельствует о том, что наиболее перспективным направлением наращивания ресурсной базы УВС в Дальневосточном регионе являются наземно-морские бассейны [Новиков, 2013]. Практически все открытия на суше были сделаны в их наземных частях, которые активно изучаются и осваиваются с 30-х гг. прошлого столетия. Их морские части стали системно изучаться в 70-х гг. прошлого века, а осваиваться – с конца столетия. Сегодня очевидно, что морские ресурсы УВ – наиболее эффективное направление обеспечения приростов запасов нефти и газа и увеличения объемов их добычи. На этом направлении реальные успехи достигнуты на акваториях исключительно наземно-морских бассейнов и пока в наибольшей мере в границах территориального моря, что, разумеется, совершенно случайным образом обусловлено открытием именно в этой прибрежной части сахалинского шельфа крупнейших месторождений Дальневосточного региона. А вот успешное развитие морской нефтегазодобычи в регионе на их основе закономерно обусловлено сочетанием значительных объемов запасов этих месторождений и их расположением вблизи берега на небольших глубинах моря.

Не случайно, главные недропользователи России (ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром») поделили перспективные районы дальневосточного шельфа, активно проводя здесь поисково-разведочные работы, включая дорогостоящее морское бурение. На сопредельной суше Роснефть действует в границах Северо-Сахалинской НГО, Газпром – в границах Западно-Камчатской НГО. Реальные успехи на акваториях сугубо морских бассейнов до сих пор не достигнуты.

Низкая эффективность региональных и поисково-разведочных работ на территориях Дальнего Востока в нынешнем столетии несомненно свидетельствует о том, что-либо прогнозные оценки их УВ потенциала слишком оптимистичны, либо направленность и организация выполнявшихся до сих пор работ далеки от оптимальных, что необходимо учитывать при планировании последующих работ.

Литература

Новиков Ю.Н. Достижения и проблемы недропользования на шельфе Сахалина // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/41_2008.pdf

Новиков Ю.Н. История, проблемы и перспективы нефтегазопоисков на Дальнем Востоке России // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сб. материалов научно-практической конференции (г. Санкт-Петербург, 22-26 ноября 2010 г.). - СПб.: ВНИГРИ, 2010. - С. 218–238.

Новиков Ю.Н. Прибрежно-морские осадочные бассейны – главные объекты наземных и морских нефтегазопоисков в Дальневосточном регионе // Нефтегеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса востока России: сб. материалов научно-практической конференции (г. Санкт-Петербург, 17-21 июня 2013 г.). – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. – С. 197-210.

Новиков Ю.Н., Андиева Т.А., Большакова Н.В. Гома Л.М., Крестина О.И., Баркинхоев У.Я. Состояние и перспективы недропользования на территориях Дальневосточного региона // Нефтегеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса востока России: сб. материалов научно-практической конференции (г. Санкт-Петербург, 17-21 июня 2013 г.). – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. – С. 211-223.

Новиков Ю.Н., Андиева Т.А., Гома Л.М. Состояние и проблемы недропользования на территориях и акваториях Дальневосточного региона // Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях: сб. науч. статей, посвященный 85-летию ВНИГРИ. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – С. 39–54.

Novikov Yu.N., Margulis L.S., Andieva T.A., Goma L.M., Pylina L.M., Bol'shakova N.V., Krestina O.I., Turova E.S.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

REGIONAL HYDROCARBON POTENTIAL OF THE FAR EAST IN THE XXI CENTURY: EXPLORATION RESULTS AND TRENDS IN SUBSOIL USE

The conventional object of study - the Far East - is expanded due to the adjacent waters of the territorial sea. The current state of the regional hydrocarbon potential is determined by the results of the annual monitoring of regional and exploration activities. The long-term trends in subsoil are determined according to the monitoring results of exploration carried out in this century. Surface exploration are characterized by a very low efficiency in this century. The land and water areas within the land-sea basins, including the territorial sea, have been and remain the priority areas of subsoil use in the region.

Keywords: *subsoil use, licensing, hydrocarbons, oil, gas, territorial sea, regional and exploration activities, drilling, seismic surveys.*

References

Novikov Yu.N. *Dostizheniya i problemy nedropol'zovaniya na shel'fe Sakhalina* [Achievements and problems of subsoil use on the Sakhalin shelf]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2008, vol. 3, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/41_2008.pdf

Novikov Yu.N. *Istoriya, problemy i perspektivy neftegazoposkov na Dal'nem Vostoke Rossii* [History, problems and prospects of oil and gas prospecting the Russian Far East]. *Neftegazogeologicheskiy prognoz i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostoka Rossii: Proceedings of the conference (St. Petersburg, 22-26 November 2010)*. St. Petersburg: VNIGRI, 2010, p. 218–238.

Novikov Yu.N. *Pribrezhno-morskie osadochnye basseyny – glavnye ob'ekty nazemnykh i morskikh neftegazoposkov v Dal'nevostochnom regione* [Coastal-marine sedimentary basins - the main objects of terrestrial and marine oil and gas prospecting in the Far East]. *Neftegeologicheskiy prognoz i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa vostoka Rossii: Proceedings of the conference (St. Petersburg, 17-21 June 2013)*. St. Petersburg: VNIGRI, 2013, p. 197-210.

Novikov Yu.N., Andieva T.A., Bol'shakova N.V., Goma L.M., Krestina O.I., Barkinkhoev U.Ya. *Sostoyanie i perspektivy nedropol'zovaniya na territoriyakh Dal'nevostochnogo regiona* [State and prospects of subsoil use in the Far Eastern region]. *Neftegeologicheskiy prognoz i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa vostoka Rossii: Proceedings of the conference (St. Petersburg, 17-21 June 2013)*. St. Petersburg: VNIGRI, 2013, p. 211-223.

Novikov Yu.N., Andieva T.A., Goma L.M. *Sostoyanie i problemy nedropol'zovaniya na territoriyakh i akvatoriyakh Dal'nevostochnogo regiona* [State and problems of subsoil waters in the territories and offshore of the Far Eastern region]. *Problemy vosproizvodstva zapasov nefti i gaza v sovremennykh usloviyakh: Proceedings of scientific articles dedicated to the 85th anniversary of VNIGRI*. St. Petersburg, VNIGRI, 2014, p. 39–54.