

## Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации

© 2018 г. | А.И. Варламов<sup>1</sup>, А.П. Афанасенков<sup>1,2</sup>, М.Ю. Виценовский<sup>1</sup>, Б.И. Давыденко<sup>1</sup>, М.М. Иутина<sup>1</sup>, М.Н. Кравченко<sup>1</sup>, П.Н. Мельников<sup>1</sup>, В.И. Пороскун<sup>1</sup>, М.Б. Скворцов<sup>1</sup>, Н.К. Фортунатова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; info@vnigni.ru; afanassenkov@vnigni.ru; vicin@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru; iutina@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; sec@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru; fortunatova@vnigni.ru

<sup>2</sup>МГУ имени Ломоносова, Москва, Россия; apa1954@yandex.ru

Поступила 20.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

**Ключевые слова:** геолого-разведочные работы; запасы углеводородного сырья; рентабельные запасы; коэффициент компенсации добычи; сырьевая безопасность страны; бурение; сейсморазведка; нефтеперспективные зоны; лицензирование.

В статье изложены состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов Российской Федерации, а также мировые тенденции развития добычи нефти и восполнения запасов углеводородного сырья. По результатам проведенного анализа рассчитан коэффициент компенсации, необходимый для обеспечения сырьевой безопасности страны, который оценивается в диапазоне 1,7–2,0. Показаны объемы геолого-разведочных работ, необходимые для обеспечения простого воспроизводства нефти, т. е. прироста рентабельных запасов в объемах, равных объемам добычи (не менее 500 млн т нефти), в том числе объемы параметрического бурения для подготовки достоверных прогнозных ресурсов в новых регионах. Представлены объемы геолого-разведочных работ, финансирование которых может обеспечить только государство. Вложения государства в геолого-разведочные работы повысят достоверность ресурсов и запасов и, как следствие, вырастут вложения в поисково-разведочные работы компаний. Представлены результаты геолого-разведочных работ пяти нефтеперспективных зон, где были сосредоточены основные объемы геолого-разведочных работ за счет средств федерального бюджета, что позволило значительно повысить эффективность работ и ускорить подготовку новых центров нефтедобычи.

Для цитирования: Варламов А.И., Афанасенков А.П., Виценовский М.Ю., Давыденко Б.И., Иутина М.М., Кравченко М.Н., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Скворцов М.Б., Фортунатова Н.К. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 2–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25.

## Status and ways to buildup the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation

© 2018 | A.I. Varlamov<sup>1</sup>, A.P. Afanassenkov<sup>1,2</sup>, M.Yu. Vitsenovskii<sup>1</sup>, B.I. Davydenko<sup>1</sup>, M.M. Iutina<sup>1</sup>, M.N. Kravchenko<sup>1</sup>, P.N. Mel'nikov<sup>1</sup>, V.I. Poroskun<sup>1</sup>, M.B. Skvortsov<sup>1</sup>, N.K. Fortunatova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; info@vnigni.ru; afanassenkov@vnigni.ru; vicin@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru; iutina@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; sec@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru; fortunatova@vnigni.ru

<sup>2</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; apa1954@yandex.ru

Received 20.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

**Key words:** exploration; hydrocarbon reserves; economic reserves; Voidage Replacement Ratio; raw material security of a country; drilling; seismic exploration; oil-bearing zones; licensing.

The paper discusses status and ways to buildup hydrocarbon raw material base of the Russian Federation, as well as global trends in oil production development and hydrocarbon reserves replacement ratio. Voidage Replacement Ratio required to ensure the raw material security of the country was calculated on the results of the analysis carried out; it is estimated in the range from 1.7 to 2.0. Scope of exploration works is presented that is necessary to ensure a simple oil replacement, i.e., additional economic reserves in amount equal to production (at least 500 MM tons of oil), including the amount of stratigraphic wells drilling to prepare the reliable undiscovered resources in new regions. Scope of exploration works is presented, the funding of which can be provided only by the state. State investments in E&P works will step up the validity of resources and reserves and, as a result, companies' investments in exploration and prospecting will grow. The results of exploration and prospecting in five oil bearing zones are presented, where the major amount of E&P work funded through the federal budget was focused, which allowed considerable advancing the work efficiency and speeding up preparation of new oil.

For citation: Varlamov A.I., Afanassenkov A.P., Vitsenovskii M.Yu., Davydenko B.I., Iutina M.M., Kravchenko M.N., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Skvortsov M.B., Fortunatova N.K. Status and ways to buildup the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):2–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-2-25.

Состояние сырьевой базы нефти и газа России имеет огромное значение. Начиная с середины прошлого столетия Советский Союз, а затем Россия, по запасам углеводородов занимала лидирующее положение.

Было время, когда СССР занимал 1-е место и по запасам нефти, и по запасам газа. Однако в последнее десятилетие наша страна теряет лидерство, и сейчас по запасам газа по оценкам Международного Энергетического агентства Россия занимает 2-е место, а нефти — 6-е [1].

Мировые тенденции добычи нефти и газа и восполнения запасов углеводородного сырья (УВС) позволяют установить следующие закономерности.

1. Потребление УВС ежегодно растет и достигло в 2016 г. почти 4,4 млрд т [2].

2. Восполнение традиционных УВС в последние годы обеспечивает 15–20 % потребления, что свидетельствует о высокой разведанности основных нефтегазоносных бассейнов мира, с одной стороны, и качественном ухудшении состояния традиционных запасов в мире, с другой [2].

3. Все большее значение в объеме добычи нефти и газа приобретает доля сланцевых (сланцеподобных) толщ. Если в 2010 г. добыча сланцевой нефти достигла 55 млн т, то за 2017 г. только в США добыто 290 млн т, за счет чего они вышли в абсолютные мировые лидеры по добыче нефти в целом.

В этой связи в весьма выгодном свете предстает сырьевая база России (табл. 1). Оговоримся, что структура запасов и ресурсов дается в старой классификации для удобства ретроспективного анализа. Сумма запасов нефти категорий А, В, С<sub>1</sub> за последние 25 лет сократилась на 0,6 млрд т, но это уменьшение компенсирует рост запасов категории С<sub>2</sub> — с 8,7 млрд т в 1993 г. до 11,2 млрд т в 2018 г.

Следовательно, объем запасов по сумме всех категорий за последние 25 лет практически не меняется. При этом количественная оценка ресурсного потенциала с каждым этапом уточнения непрерывно растет [3, 4]. Для перспективных ресурсов, формирующихся на стадии подготовки поисковых объектов, увеличение составило от 9,3 млрд т в 1993 г. до 12,9 млрд т к 2018 г., т. е. за 25 лет объем перспективных ресурсов вырос на 39 %.

Близкая картина наблюдается в части прогнозных ресурсов. Сумма запасов категорий Д<sub>1</sub> и Д<sub>2</sub> каждые 5 лет увеличивается примерно на 3 млрд т, т. е. на 6–7 %. Все проанализированные материалы свидетельствуют о том, что приращиваемые ресурсы, прогнозируемые в неохваченных ранее подсчетом нефтегазоперспективных зонах на стадиях регионального этапа геолого-разведочных работ, не вовлекаются в опоскование по той простой причине, что находятся в нераспределенном фонде недр, а государство поисковыми работами не занимается, так

как поисковый этап относится к компетенции недропользователей. Эта грубейшая ошибка в государственной политике по недропользованию является основным препятствием для развития минерально-сырьевой базы нефти и газа.

Рассматривая соотношение объемов добычи углеводородов и компенсацию этих объемов приростом запасов, следует сказать, что количественно, начиная с 2006 г., прирост запасов нефти и конденсата компенсирует на 100–200 % добычу (рис. 1). При этом нельзя не заметить, что начиная с 2015 г. объемы прироста запасов стали снижаться и в 2017 г. впервые приращенные запасы оказались меньше объемов добычи.

По приросту запасов газа картина существенно отличается, так как компенсация объемов добычи газа приростами запасов началась не с 2006 г., а только с 2010 г. (рис. 2). Добавим, что кривая прироста запасов по газу носит не линейный, а скачкообразный характер.

Анализируя качественную сторону приращиваемых запасов, приходим к нескольким очевидным выводам.

1. Основной объем прироста запасов нефти (60–85 %) осуществляется за счет доразведки и открытия месторождений и залежей на старых площадях. Большая часть месторождений, открываемых на новых площадях, относится к очень мелким и мелким. Так, из 67 месторождений, открытых в наиболее удачном 2009 г., 40 являются очень мелкими, 16 — мелкими, 8 — средними и 3 — крупными (рис. 3). За последние 5 лет из 226 открытых месторождений 148 относятся к очень мелким, 49 — к мелким, 25 — к средним и только 4 — к крупным. При этом следует сказать, что достоверность поставленных на государственный баланс запасов некоторых крупных месторождений многими экспертами ставится под сомнение.

2. Общее количество приращиваемых за счет геолого-разведочных работ запасов снижается с 1062,8 млн т в 2007 г. до 474,7 млн т в 2017 г. Прирост запасов за счет геолого-разведочных работ заметно снижается в последние годы, начиная с 479,2 млн т в 2014 г. до 338,1 млн т в 2017 г. (рис. 4).

3. Доля рентабельных запасов нефти, приращиваемых в последние годы, в среднем не превышает 44,3 % (рис. 5). Понятно, что при повышении цен на нефть и понижении курса рубля относительно доллара, процент рентабельных запасов будет возрастать. Вместе с тем расчеты за 2017 г. показывают, что даже при увеличении цены на нефть до 90 долл. США за баррель и при курсе доллара, равном 65,9 р., доля рентабельных запасов увеличивается незначительно (рис. 6).

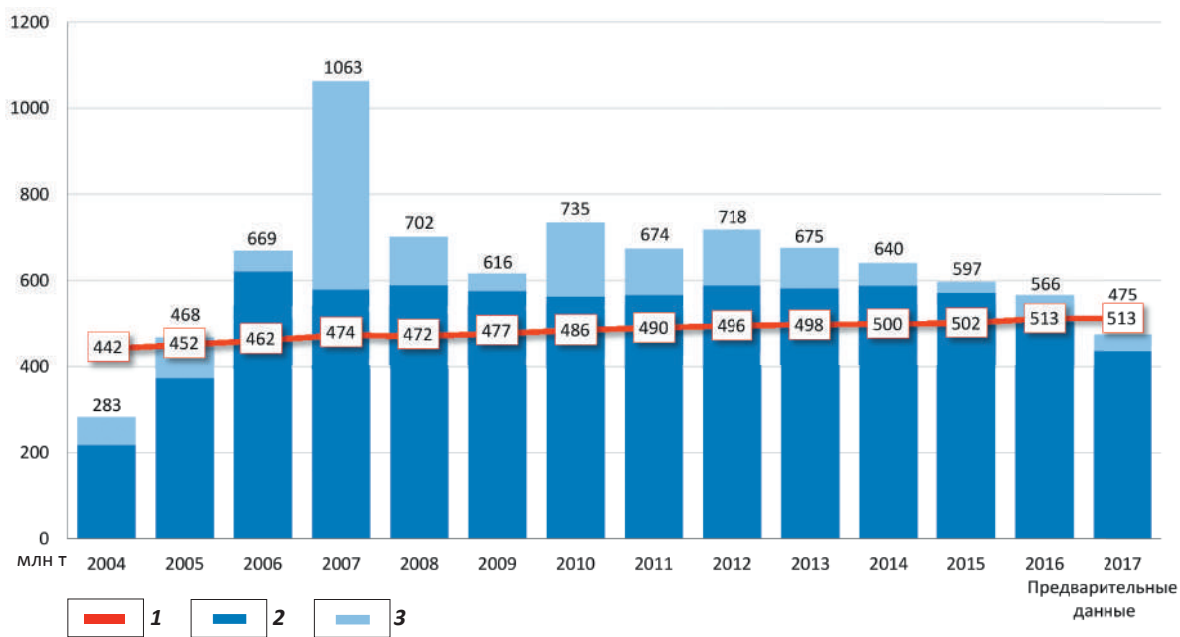
Это позволяет рассчитать значение коэффициента компенсации, необходимого для обеспечения сырьевой безопасности страны, который авторами статьи оценивается в диапазоне 1,7–2,0. Как видим,

**Табл. 1.** Состояние минерально-сырьевой базы запасов и извлекаемых ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, 2018 г.  
**Table 1.** Status of raw materials base of oil, gas, and condensate reserves and recoverable resources in Russia, 2018

Сравнение уровней запасов и ресурсов 1993–2017 гг.	Q <sub>накоп.</sub>	Запасы (извлекаемые)		Ресурсы (извлекаемые)	
		A + B + C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	Перспективные (C <sub>3</sub> )	Прогнозные (D <sub>1</sub> + D <sub>2</sub> )
<b>Нефть, млрд т</b>					
01.01.2017 г.	23,2	18,5	11,2	12,9	53,4
01.01.2009 г.	19,3	17,2	9,5	12,0	53,4
01.01.2002 г.	16,2	16,6	7,6	13,2	50,2
01.01.1993 г.	13,4	19,1	8,7	9,3	47,6
<b>Изменение за 1993–2017 гг.</b>	9,8	-0,6	2,5	3,6	5,8
<b>Конденсат, млрд т</b>					
01.01.2017 г.	0,5	2,3	1,2	1,8	12,2
01.01.2009 г.	0,3	2,0	1,5	1,8	12,2
01.01.2002 г.	0,2	2,0	1,1	1,5	9,5
01.01.1993 г.	0,2	1,9	0,8	2,1	8,2
<b>Изменение за 1993–2017 гг.</b>	0,3	0,4	0,4	-0,3	4,0
<b>Свободный газ, трлн м<sup>3</sup></b>					
01.01.2017 г.	22,2	50,5	18,7	31,7	173,1
01.01.2009 г.	17,3	48,1	19,8	29,1	173,1
01.01.2002 г.	12,9	47,2	17,0	20,2	151,3
01.01.1993 г.	7,7	49,1	12,0	25,5	140,4
<b>Изменение за 1993–2017 гг.</b>	14,5	1,4	6,7	6,2	32,7

**Рис. 1.** Прирост извлекаемых запасов нефти категорий A + B<sub>1</sub> + C<sub>1</sub> за счет разведки и переоценки

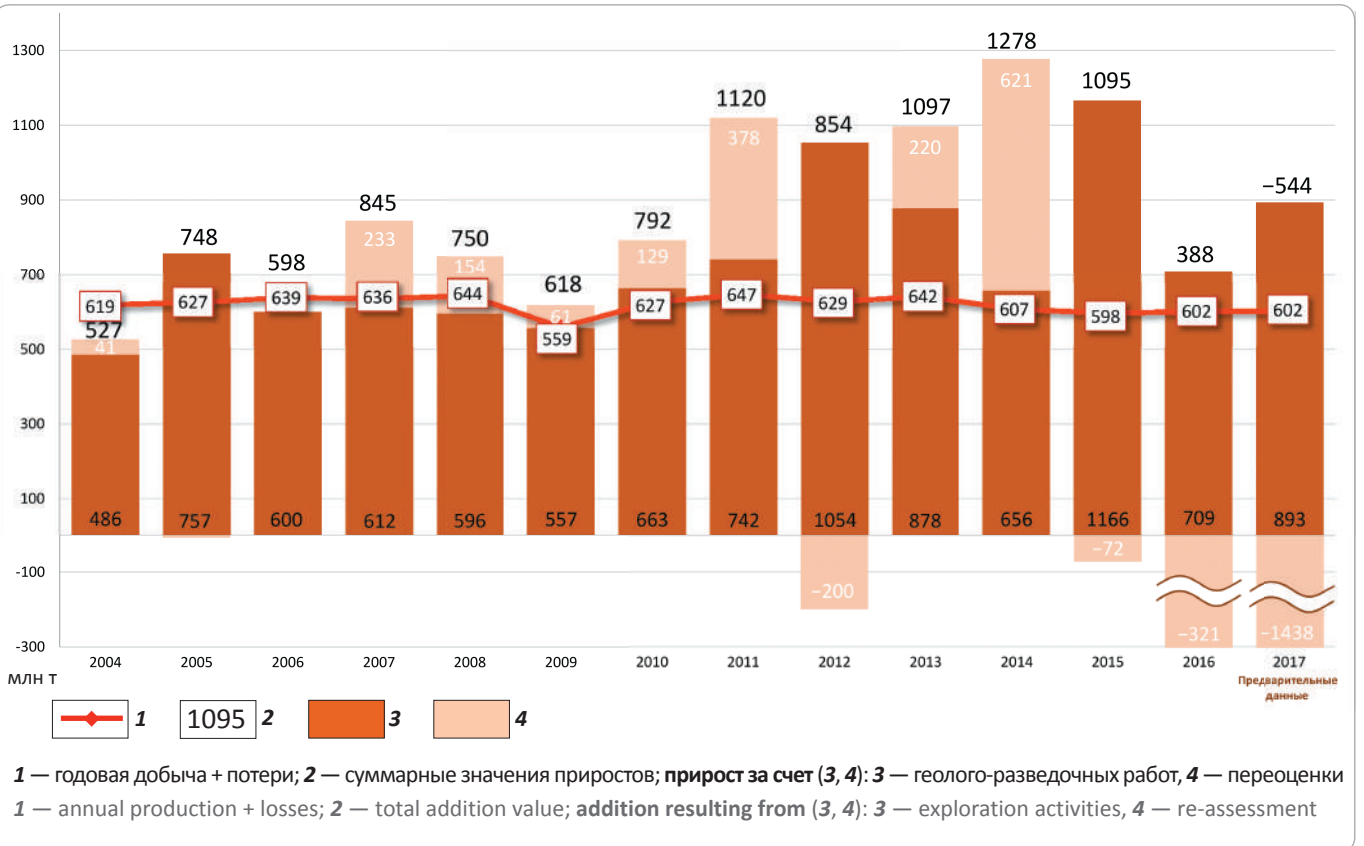
**Fig. 1.** Addition of recoverable oil reserves of A + B<sub>1</sub> + C<sub>1</sub> categories resulting from exploration and prospecting activities and re-assessment



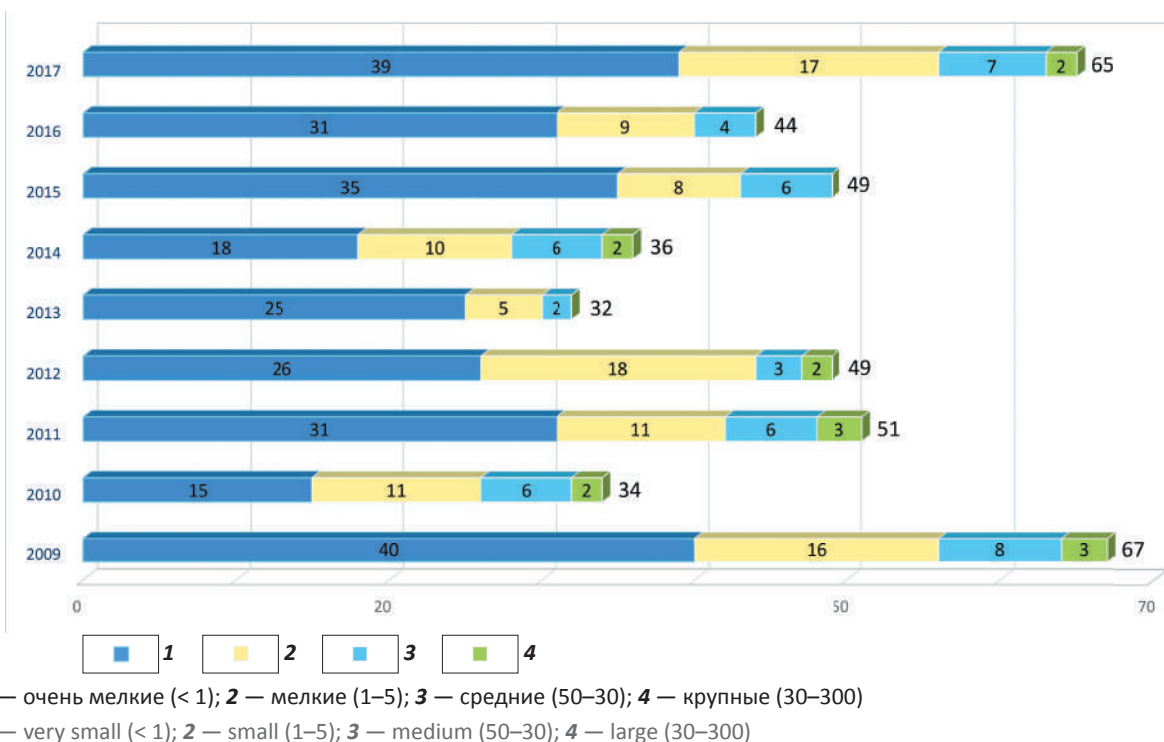
1 — годовая добыча; прирост за счет (2, 3): 2 — геолого-разведочных работ, 3 — переоценки

1 — annual production; addition resulting from (2, 3): 2 — exploration activities, 3 — re-assessment

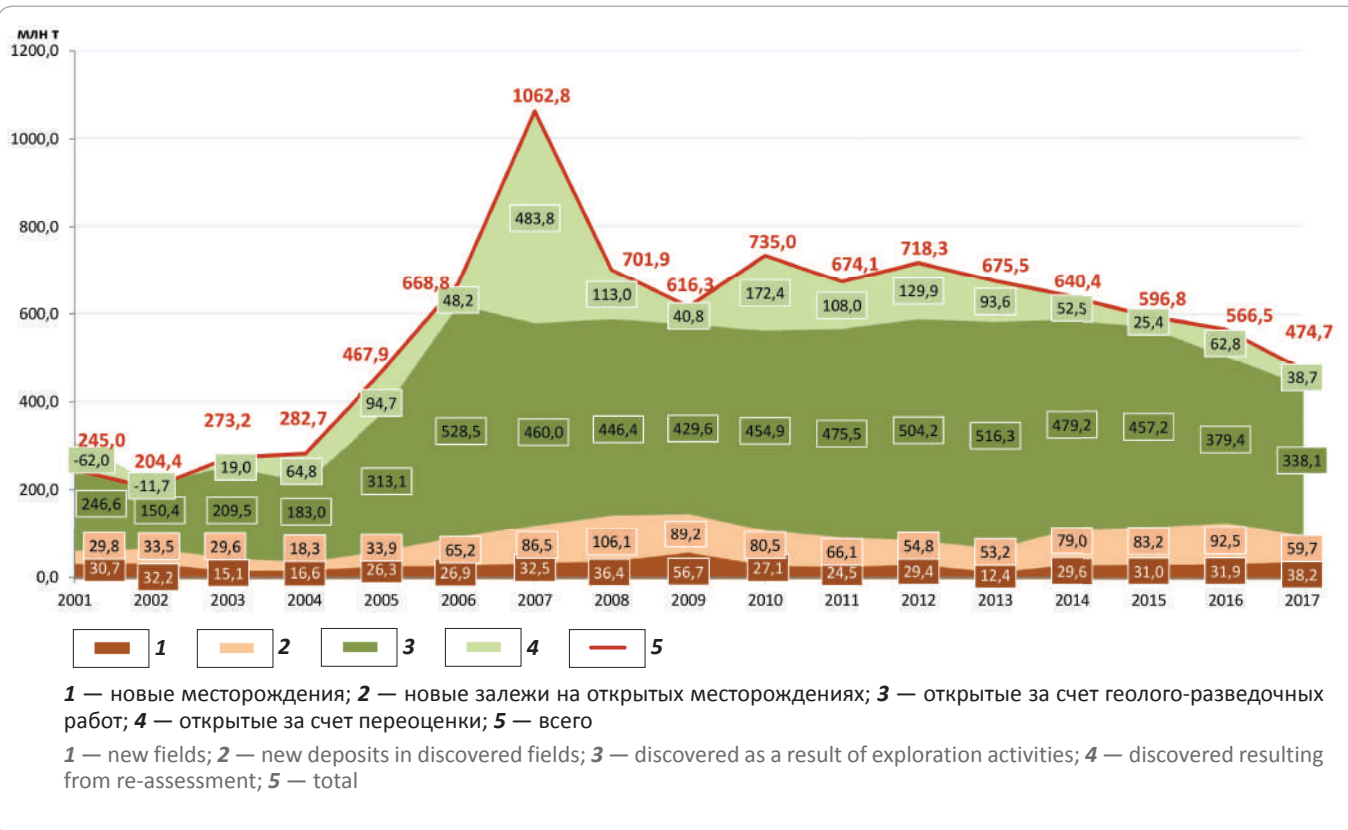
**Рис. 2.** Прирост запасов свободного газа и газовых шапок категорий A + B<sub>1</sub> + C<sub>1</sub> за счет разведки и переоценки, млрд м<sup>3</sup>  
**Fig. 2.** Addition of free gas and gas cap reserves of A + B<sub>1</sub> + C<sub>1</sub> categories resulting from exploration and prospecting activities and re-assessment



**Рис. 3.** Число новых месторождений нефти, открытых в Российской Федерации, по крупности, млн т (2009–2017 гг.)  
**Fig. 3.** Number of new oil fields discovered in the Russian Federation, by size (2009–2017)

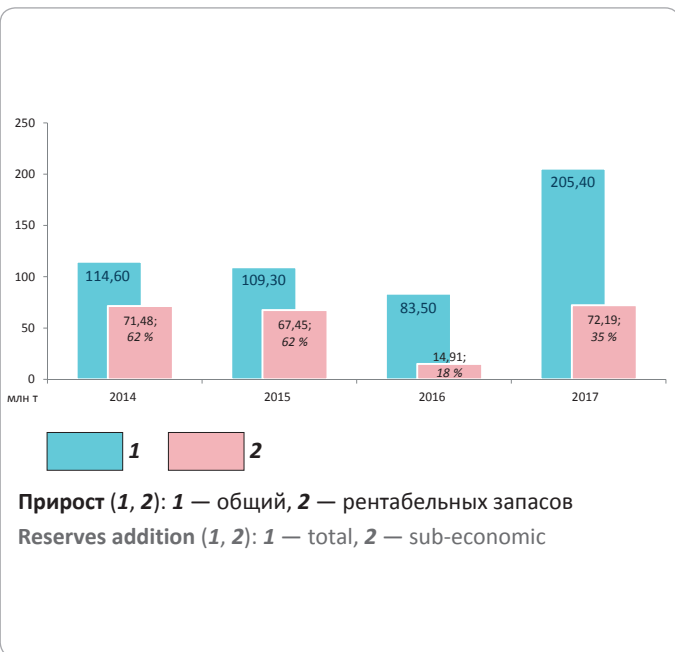


**Рис. 4.** Динамика суммарного прироста извлекаемых запасов нефти категорий A + B<sub>1</sub> + C<sub>1</sub>  
**Fig. 4.** Dynamics of overall growth of recoverable oil reserves of A + B<sub>1</sub> + C<sub>1</sub> categories



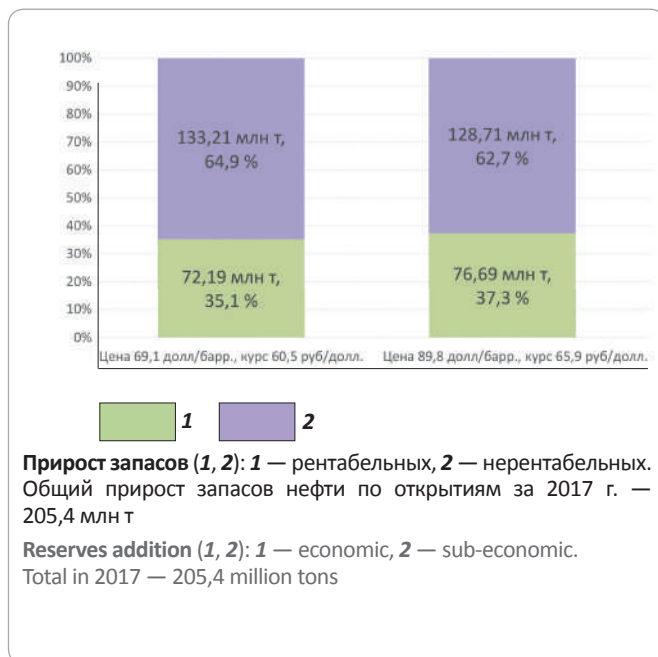
**Рис. 5.** Прирост рентабельных запасов нефти в РФ по открытиям за 2014–2017 гг. при цене 69,1 долл/баррель и курсе 60,5 р/долл. (A + B + C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub>)

**Fig. 5.** Addition of economic oil reserves in RF associated with discoveries during 2014–2017 at a price of 69.1 \$/barrel and rate of exchange 60.5 RUR/\$ (A + B + C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub>)



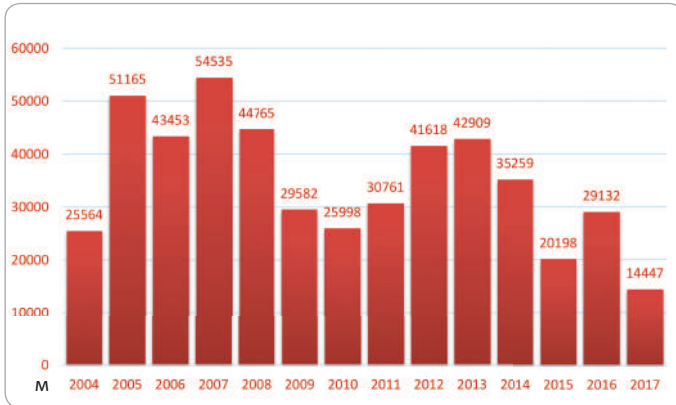
**Рис. 6.** Прирост рентабельных запасов нефти в РФ по открытиям за 2017 г. при различных макроэкономических условиях (A + B + C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub>)

**Fig. 6.** Addition of economic oil reserves in RF associated with discoveries during 2017 under various macroeconomic conditions (A + B + C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub>)



**Рис. 7.** Динамика объемов сейсморазведки 2D, выполненной в 2004–2017 гг. за счет средств федерального бюджета

**Fig. 7.** Dynamics of 2D seismics conducted in 2004–2017 and funded from federal budget resources



текущее изменение рентабельных балансовых запасов имеет вид нисходящей кривой.

Попробуем проанализировать существующие объемы геолого-разведочных работ и определить уровень, достаточный для пополнения балансовых запасов нефти рентабельными запасами.

Региональные работы, финансируемые из федерального бюджета, имеют очевидные тенденции сокращения физических объемов по всем видам. Сейсморазведочные работы 2D сократились в среднем в 2 раза с максимального значения 55,5 тыс. км в 2007 г. до минимума 14,5 тыс. км — в 2017 г. (рис. 7, 8). Объемы параметрического бурения за последние годы сократились в среднем не меньше чем в 2 раза, с максимума 17,4 тыс. м до минимума — 0,4 тыс. м в 2016 г.

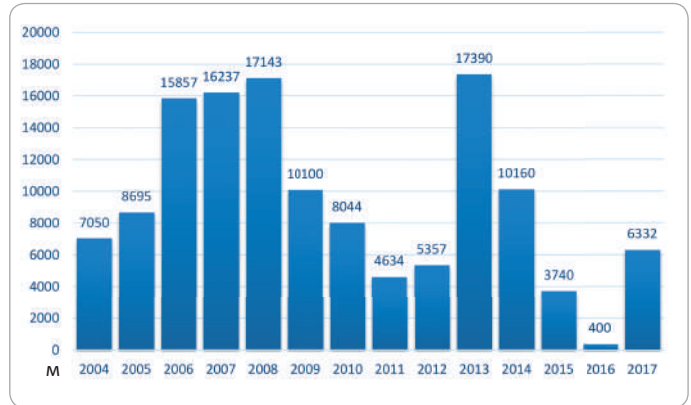
При таких объемах бурения рассчитывать на выявление и подготовку перспективных объектов для поисковых работ не приходится. Можно было бы надеяться на успехи недропользователей в распределенном фонде недр, но и здесь наблюдается двухкратное сокращение поискового бурения (рис. 9).

Учитывая, что площадь нефтегазоперспективных зон превышает 2 млн км<sup>2</sup>, только для установления нефтегазоносности выделенных зон необходимо провести бурение более 10 параметрических скважин. Специалистами ВНИГНИ подсчитаны объемы геолого-разведочных работ, необходимые для обеспечения простого воспроизводства нефти, т. е. прироста рентабельных запасов в объемах, равных объемам добычи (не менее 500 млн т нефти). В табл. 2 приведены объемы геолого-разведочных работ, подсчитанные с учетом существующих тенденций успешности и на существующей методической основе в области поисков.

Прежде всего, необходимо существенно повысить объемы параметрического бурения, что обеспечит достоверность прогнозных оценок (как положительных,

**Рис. 8.** Динамика объемов параметрического бурения, выполненного в 2004–2017 гг. за счет средств федерального бюджета

**Fig. 8.** Dynamics of stratigraphic drilling meterage completed in 2004–2017 and funded from federal budget resources



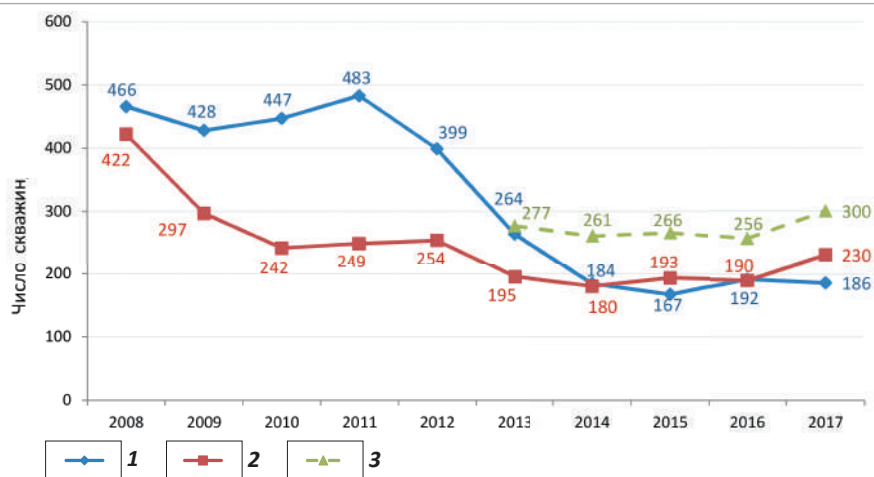
так и отрицательных). Уже в 2020 г. реально пробурить 15 000 м и, постепенно наращивая темпы, за 7–8 лет довести объем бурения до 50 000 м в год, а затем — до 80–100 000 м в год. Такие объемы параметрического бурения позволят надежно оценить перспективы нефтегазоносности на новых территориях. Это, в свою очередь, существенно повысит привлекательность лицензионных участков, и компаниям будет выгодно вкладывать деньги в достоверные поисковые объекты.

Для обоснованного размещения параметрических скважин необходимо выполнить дополнительные профильные и площадные сейсморазведочные работы, объемы которых также отражены в табл. 2.

Финансирование этих видов геолого-разведочных работ может обеспечить только государство, поэтому уже сейчас МПР РФ и Федеральному агентству по недропользованию необходимо подготовить и направить в Правительство Российской Федерации обоснование на увеличение затрат на геолого-разведочные работы при поисках месторождений нефти и газа. Расчеты необходимых средств из Федерального бюджета и прогноз развития сырьевой базы также даны в табл. 2.

На первые 2019–2020 гг. необходимо финансирование 20–25 млрд р., которые ежегодно должны нарастать и достигнуть уровня 100 млрд р. к 2033 г. Комментируя эти расчетные объемы финансирования, следует сказать, что программой «Геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации» [5], утвержденной Правительством в 2008 г., уже в 2012 г. было предусмотрено выделение из Федерального бюджета на УВС около 19–20 млрд р. в год с последующим индексированием (рис. 10). На этом же рисунке отражены фактические объемы финансирования геолого-разведочных работ на нефть и газ, выделяемые Правительством РФ в последние годы. Очевидно, что недофинансирование за последние годы соста-

**Рис. 9.** Выполнение объемов поискового и оценочного бурения по РФ за 2008–2017 гг. по данным 1-ЛС  
**Fig. 9.** Amount of prospecting and appraisal drilling in Russia during 2008–2017 according to 1-LS form



1 — плановый по 1-ЛС; 2 — фактический по 1-ЛС; 3 — плановый по заслушиванию  
 1 — planned according to 1-LS; 2 — actual according to 1-LS; 3 — planned according to hearings

**Табл. 2.** Прогноз добычи и прироста запасов; объемы геолого-разведочных работ и финансирования за счет средств федерального бюджета, необходимые для обеспечения сырьевой безопасности по углеводородному сырью  
**Table 2.** Forecast of production and reserved addition; E&P and amount of funding from federal budget resources, which are required to ensure raw material security in terms of hydrocarbons

Годы	Прогнозная добыча нефти и конденсата, млн т	Прирост запасов нефти и конденсата, млн т	Сейсморазведка 2D			Параметрическое бурение		Финансирование за счет средств недропользователей, всего, млн р.
			профильная, км	площадная, км	финансирование 2D, млн р.	тыс. м	финансирование, млн р.	
2019	551	550	30 000	10 000	14 500	10	8000	22 500
2020	551	550	35 000	15 000	18 300	15	12 000	30 300
2021	551	560	40 000	20 000	22 000	20	16 000	38 000
2022	555	560	40 000	20 000	22 000	25	20 000	42 000
2023	555	570	45 000	20 000	23 700	30	24 000	47 700
2024	555	580	45 000	20 000	23 700	35	28 000	51 700
2025	560	590	50 000	25 000	27 500	40	32 000	59 500
2026	560	600	50 000	25 000	27 500	45	36 000	63 500
2027	560	620	50 000	25 000	27 500	50	40 000	67 500
2028	565	650	55 000	25 000	29 300	60	48 000	77 300
2029	565	680	55 000	25 000	29 300	65	52 000	81 300
2030	565	700	55 000	25 000	29 300	70	56 000	85 300
2031	570	730	60 000	30 000	33 000	75	60 000	93 000
2032	570	750	60 000	30 000	33 000	80	64 000	97 000
2033	570	780	60 000	30 000	33 500	85	68 000	101 500
2034	575	800	60 000	30 000	33 500	90	72 000	105 500
2035	575	800	60 000	30 000	33 500	100	80 000	113 500

Рис. 10. Динамика затрат на проведение геолого-разведочных работ на нефть и газ

Fig. 10. Cost behaviour in exploration for oil and gas



Табл. 3. Прогноз объемов геолого-разведочных работ и финансирования за счет средств недропользователей, необходимых для обеспечения сырьевой безопасности по углеводородному сырью

Table 3. Forecast of E&amp;P scope and amount of funding at the expense of subsoil users, which are required to ensure raw material security in terms of hydrocarbons

Годы	Сейсморазведка				Бурение				Финансирование за счет средств недропользователей, всего, млн р.
	2D, км	финансирование, млн р.	3D, км <sup>2</sup>	финансирование, млн р.	Поисковое		Разведочное		
					тыс. м	финансирование, млн р.	тыс. м	финансирование, млн р.	
2019	65 000	32 500	50 000	60 000	670	100 500	630	95 000	288 000
2020	65 000	32 500	55 000	60 000	660	100 000	715	100 100	292 600
2021	70 000	35 000	60 000	65 000	700	105 000	700	98 000	303 000
2022	70 000	35 000	70 000	77 000	700	105 000	700	98 000	315 000
2023	70 000	35 000	75 000	82 000	720	106 500	700	98 000	321 500
2024	70 000	35 000	80 000	88 000	710	106 500	710	99 400	328 900
2025	70 000	35 000	90 000	99 000	720	108 000	710	99 400	341 400
2026	75 000	38 000	100 000	110 000	750	112 500	750	105 000	365 500
2027	75 000	38 000	110 000	120 000	760	114 000	750	105 000	377 000
2028	75 000	38 000	120 000	132 000	810	121 500	800	112 000	403 500
2029	75 000	38 000	120 000	132 000	830	124 500	840	117 600	412 100
2030	75 000	38 000	120 000	132 000	840	126 000	900	126 000	422 000
2031	75 000	38 000	120 000	132 000	870	130 500	950	133 000	433 500
2032	75 000	38 000	120 000	132 000	880	132 000	900	126 000	428 000
2033	75 000	38 000	120 000	132 000	900	135 000	1050	147 000	452 000
2034	77 000	39 000	120 000	132 000	950	142 500	1050	147 000	460 500
2035	77 000	39 000	120 000	132 000	950	142 500	1050	147 000	460 500

вило около 50 млрд р. Невыполнение этих плановых показателей привело к значительному снижению приростов запасов углеводородов и качественному ухудшению состояния балансовых запасов нефти. Если сегодня не исправить это положение, то завтра неизбежно произойдут падение добычи нефти, повышение ее себестоимости и ощутимый рост процента трудноизвлекаемых запасов в общем балансе.

Авторы статьи убеждены, что вложения государства в геолого-разведочные работы повысят до-

стоверность ресурсов и запасов и, как следствие, вырастут вложения в поисково-разведочные работы компаний (табл. 3).

Чтобы сравнить требуемое для геолого-разведочных работ на территории России финансирование с зарубежными странами и мировыми тенденциями, приведем несколько цифр. Мировые затраты на геолого-разведочные работы в 2014 г. составили 129 млрд долл. США, в 2015 г. — 91 млрд долл. США, а в 2016 г. — 60 млрд долл. США, что составило соот-



ветственно 16, 15 и 14 % затрат на добычу [2]. В России в 2015 и 2016 гг. было потрачено примерно по 250 млрд р., или по 4 млрд долл. США (см. рис. 10), что существенно ниже 10 %. По данным различных экспертов, вложения в геолого-разведочные работы в России примерно в 2 раза ниже среднемировых.

Тем не менее претензий к недропользователям не может быть никаких. Согласно «Стратегии развития геологической отрасли...» [6], компании должны вкладывать в геолого-разведочные работы примерно 90 % общих объемов, а государство — 10 %. Фактически в 2016 г. вклад компаний составил более 95 %, а в 2017 г. — 97 %, а это значит, что государство нарушает установленную пропорцию более чем в 3 раза.

Здесь же стоит отметить, что, хотя затраты недропользователей выросли более чем в 6 раз, физические объемы геолого-разведочных работ остаются примерно на одном уровне (рис. 11).

Более половины суммарных затрат (как правило, более 60 %) приходится на поисково-разведочное бурение. Ежегодные объемы буровых работ в 2004–2017 гг. превышали 1 млн м. Максимальный объем поисково-разведочного бурения был достигнут в 2008 г. (1546,8 тыс. м), а минимальный — в кризисном 2009 г. (853 тыс. м). В 2017 г. объем поисково-разведочного бурения по предварительным данным составил около 1204 тыс. м. При этом объем поискового бурения в целом по стране, начиная с 2015 г., превышает объем разведочного и составляет в среднем 57 %. Наибольший объем поискового бурения приходится на Волго-Уральскую НПП. Динамика объемов сейсмических исследований МОГТ 2D, проводимых недропользователями, характеризуется их ростом с 90,9 до 108,7 тыс. км в 2004–2007 гг. с последующей тенденцией их резкого снижения в 2008–2011 гг. до 42,0 тыс. км и роста в 2012–2014 гг. до 70,7 тыс. км с последующей стабилизацией объемов и некоторым ростом в 2017 г. до 66 тыс. км (рис. 12).

Рост объемов сейсморазведки 2D связан только с шельфовыми проектами, на суше наблюдается их сокращение. Это в очередной раз показывает, что происходит сокращение объемов поискового этапа на суше. Правда при этом стоит учитывать, что компании выходят на все более сложные поисковые объекты и это заставляет их уже на поисковом этапе применять сейсморазведку 3D.

Во многом вследствие этого изменение во времени объемов сейсморазведки МОГТ 3D имеет более плавную тенденцию. Объемы этих работ в целом росли с 13,95 тыс. км<sup>2</sup> в 2004 г. до 51,03 тыс. км<sup>2</sup> в 2014 г. с некоторым провалом в 2008–2011 гг. (особенно в кризисный 2009 г.). В 2017 г. объем сейсморазведки МОГТ 3D по предварительным данным составил 48 тыс. км<sup>2</sup>.

В 2009–2017 гг. за счет средств пользователей недр было открыто 399 нефтяных месторождений

с суммарными извлекаемыми запасами категорий  $C_1 + C_2$  более 1,7 млрд т. Из общего числа открытых месторождений 5 относятся к крупным (60–300 млн т), 21 — к средним (15–60 млн т), остальные 373 (менее 15 млн т) — к мелким. За этот же период открыто 59 газовых месторождений с суммарными запасами более 1,6 млрд т усл. УВ, из которых 3 — крупных (75–500 млрд м<sup>3</sup>), 4 средних (40–75 млрд м<sup>3</sup>), остальные мелкие (менее 40 млрд м<sup>3</sup>).

Наиболее значимые открытия:

1. Впервые в Хатангском заливе, акватории моря Лаптевых, было открыто нефтяное Центрально-Ольгинское месторождение, в Карском море — Победа, а на акватории Охотского моря — Южно-Киренское и Южно-Лунское газоконденсатные месторождения.

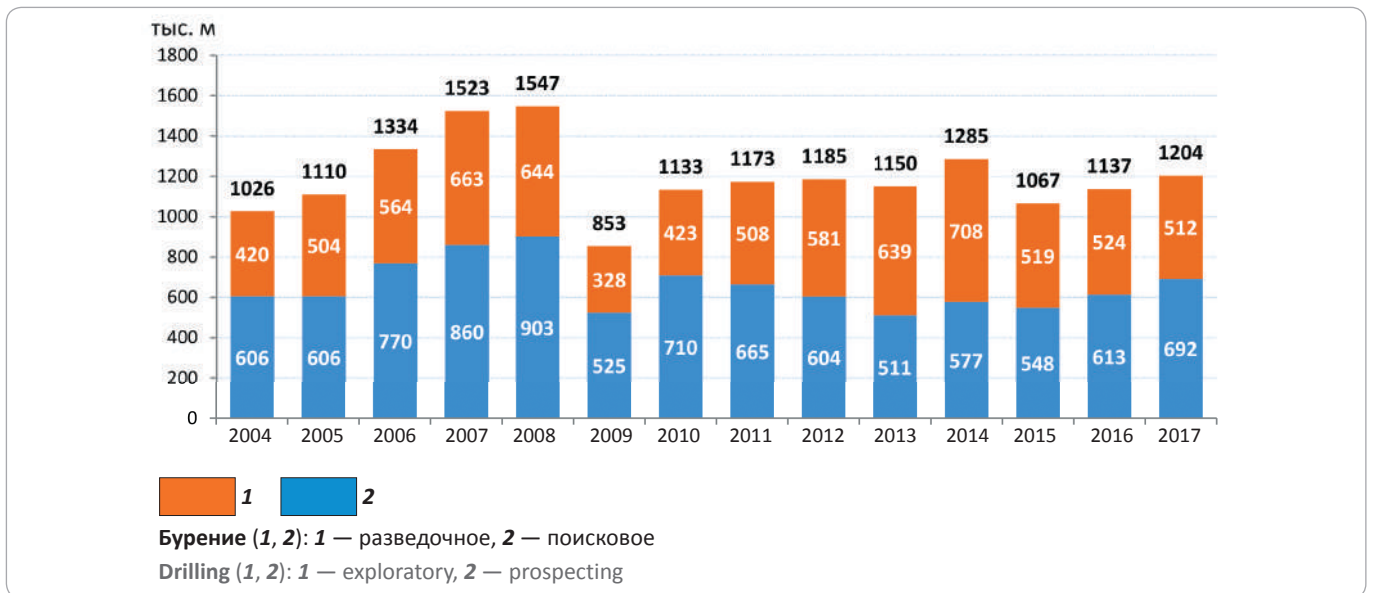
2. На суше в Иркутской области — месторождение им. Лисовского, Санарское, им. Севастьянова, в Ямало-Ненецком автономном округе — Падинское.

На территории Волго-Уральской НПП по запасам нефти в последние годы открываются месторождения преимущественно мелкие и очень мелкие. На фоне подавляющего числа открытий мелких месторождений выделяются результаты поисково-разведочных работ, проводимых компанией ООО «Сладковско-Заречное», в юго-восточной части Бузулукской впадины, в зоне ее сочленения с Прикаспийской впадиной. За последние 7 лет компанией открыто 3 нефтяных месторождения — Сладковско-Заречное (2011), Кошинское (2015) и Яснополянское (2015). В настоящее время ведется их разведка. По состоянию на 01.01.2018 г. начальные извлекаемые запасы нефти категорий  $C_1 + C_2$  этих месторождений оценены в объеме: Сладковско-Заречное — 33,620 млн т, Кошинское — 78,989 млн т и Яснополянское — 10,724 млн т.

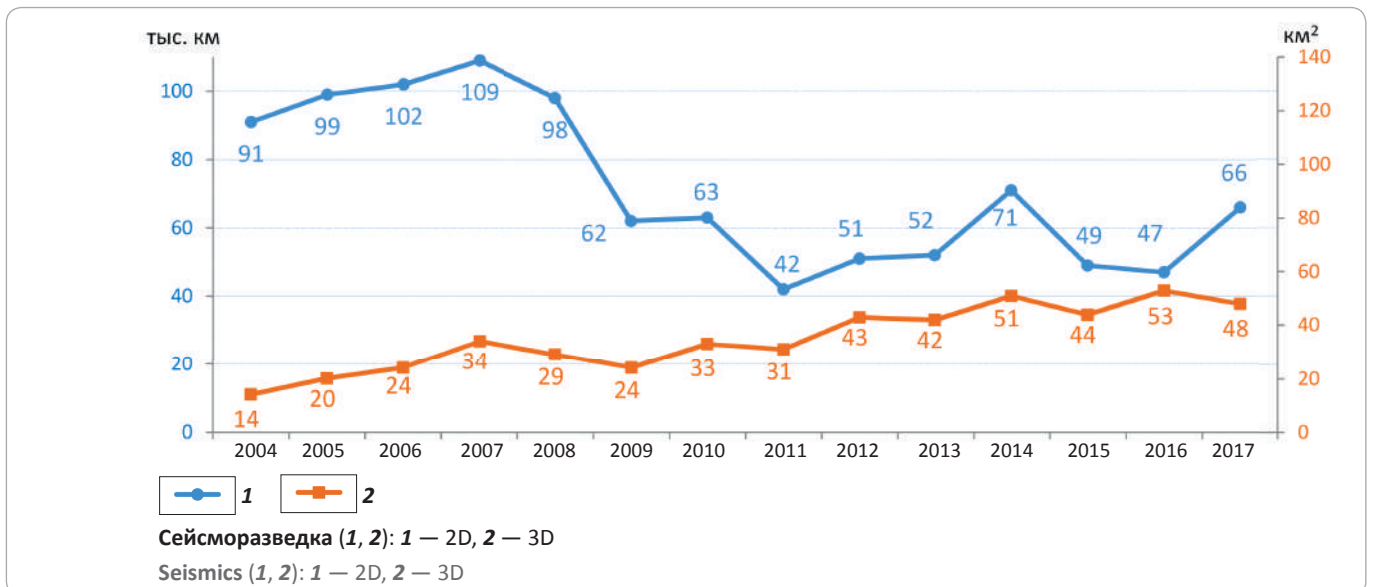
Все месторождения многопластовые, характеризуются широким стратиграфическим и глубинным интервалами продуктивности. Максимальный этаж нефтеносности установлен на Сладковско-Заречном месторождении, где выявлено 17 продуктивных горизонтов в стратиграфическом интервале от среднего девона до нижней перми. Продуктивны бийские, афонинские, ардаатовские, пашийские, фаменские, турнейские, бобриковские, окские, башкирские, артинские и филипповские отложения. Глубинный интервал продуктивности — от 2700 до 5700 м. Залежи нефти приурочены как к карбонатным, так и терригенным коллекторам, по типу — пластовые сводовые и массивные, осложненные тектоническими нарушениями.

В 2017 г. получены новые данные по перспективам нефтеносности палеозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины. ПАО «ЛУКОЙЛ» закончило бурение поисковой скважины на Журавлиной структуре. При окончательном забое 5750 м вскрыты отложения девона, представленные известняками и до-

**Рис. 11.** Динамика объемов поисково-разведочного бурения, выполненного за счет средств недропользователей  
**Fig. 11.** Dynamics of exploratory drilling funded by subsoil users



**Рис. 12.** Динамика объемов сейсморазведочных работ, выполненных за счет средств недропользователей  
**Fig. 12.** Dynamics of seismic data acquisition funded by subsoil users



ломитами. Терригенные отложения перми разбиты многочисленными интрузиями. По результатам ГИС отложения девона и карбона в отношении нефтеносности интереса не представляют. Испытан первый объект — тустахская свита перми — объект «сухой». В 2018 г. планируется испытание двух объектов — нижнекожевниковской свиты перми (по керну отмечается слабый запах УВ) и зимней свиты нижней юры.

ПАО «Роснефть» закончило бурение поисковой скважины на Центрально-Ольгинской структуре, расположенной в акватории Хатангского залива моря

Лаптевых. При окончательном забое 5523 м вскрыты отложения девона. По ГИС интерес представляют отложения перми, представленные низкопроницаемыми песчаниками. При проведении в открытом стволе МДТ получены признаки газа. По этим результатам ГКЗ РФ поставило на баланс Центрально-Ольгинское нефтяное месторождение с извлекаемыми запасами категорий  $C_1 + C_2$  80,4 млн т. При испытании в эксплуатационной колонне первого объекта в отложениях перми получен незначительный приток флюида, представленный продуктами реакции соляной кислоты и битума. При опробовании второго объекта

получен приток нефти дебитом около 0,5 м<sup>3</sup>/сут, плотностью 0,86 г/см<sup>3</sup>.

Таким образом, результаты бурения показали сложное геологическое строение региона, как в части наличия коллекторов, так и неоднозначного состава флюида и многочисленных интрузий.

Из шельфовых проектов наиболее значимый — бурение поисковой скважины на структуре Мария в Черном море. Скважина прекращена бурением при забое 5265 м (глубина моря в точке бурения 2000 м). При этой глубине скважина вскрыла 300 м проницаемых верхнеюрских карбонатов без признаков углеводородов. Покрышка над карбонатной толщей отсутствует.

Результаты бурения косвенно подтверждают отсутствие надежных нефтематеринских свит в юрских отложениях и затруднение миграции из зрелых майкопских отложений.

Таким образом, после бурения наиболее перспективным направлением работ в российском секторе Черного моря являются терригенные палеоген-меловые отложения западной части вала Шатского и в целом Туапсинского прогиба.

Несколько лет назад на территории Российской Федерации было выделено 5 нефтегазоперспективных зон (рис. 13), подготовленных для интенсивного изучения сейсморазведочными работами с последующей заверкой параметрическим бурением [7]. Всего по предложениям институтов (ВНИГНИ, ВНИГРИ, СНИИГТиМС, НВНИИГТ, ЗапСибНИИГТ, НАЦ имени В.И. Шпильмана и ЗАО «СибНАЦ») было выделено 26 зон, из которых 5 первоочередных — Озинско-Алтайская, Карабашская, Югано-Колтогорская, Аргишско-Чунская и Гыдано-Хатангская.

Следует признать, что темпы и объемы геолого-разведочных работ в этих районах были не столь велики, как хотелось бы, но положительные результаты — налицо.

Суммарный нефтегазовый извлекаемый потенциал неразведанных ресурсов категорий C<sub>3</sub> + Д пяти основных нефтегазоперспективных зон нераспределенного фонда России по состоянию на 2009 г. составляет 35 604,2 млн т усл. УВ, в том числе нефти — 4844 млн т усл. УВ.

По результатам проведенных региональных работ в 2013–2017 гг. на эти зоны выдано 83 новых лицензии на недропользование. Особенно активно лицензирование проходило в Карабашской, Юганско-Колтогорской и Гыдано-Хатангской зонах. Суммарный разовый платеж составил 35,6 млрд р. По состоянию на 1.01.2017 г. открыто 8 месторождений нефти с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> — 72,7 млн т. По шести из них оформлены добычные лицензии, разовый платеж по которым составил более 31,7 млрд р., в 3 раза превысив общие затраты на геолого-разведочные работы за счет средств федерального бюджета (12 млрд р.).

Рассмотрим кратко основные итоги геолого-разведочных работ на первоочередных территориях.

**Гыдано-Хатангская зона** расположена на землях Ямало-Ненецкого АО (запад) и Красноярского края (восток). В тектоническом отношении зона включает Енисей-Хатангский региональный прогиб, северную часть Мессояхского порога и восточную часть Карско-Гыданской синеклизы. Общая площадь зоны составляет 243,2 тыс. км<sup>2</sup>, основная часть которой (230,2 тыс. км<sup>2</sup>) незалицензирована.

В пределах Гыдано-Хатангской нефтегазоперспективной зоны открыто 14 месторождений УВ с общими начальными извлекаемыми запасами УВ категорий А + В + C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> более 2 млрд т с преобладанием газовой составляющей. Основные перспективы нефтегазоносности Гыдано-Хатангской зоны связываются с аптским, неокомским клиноформным (включая ачимовский), юрским и палеозойским платформенным комплексами.

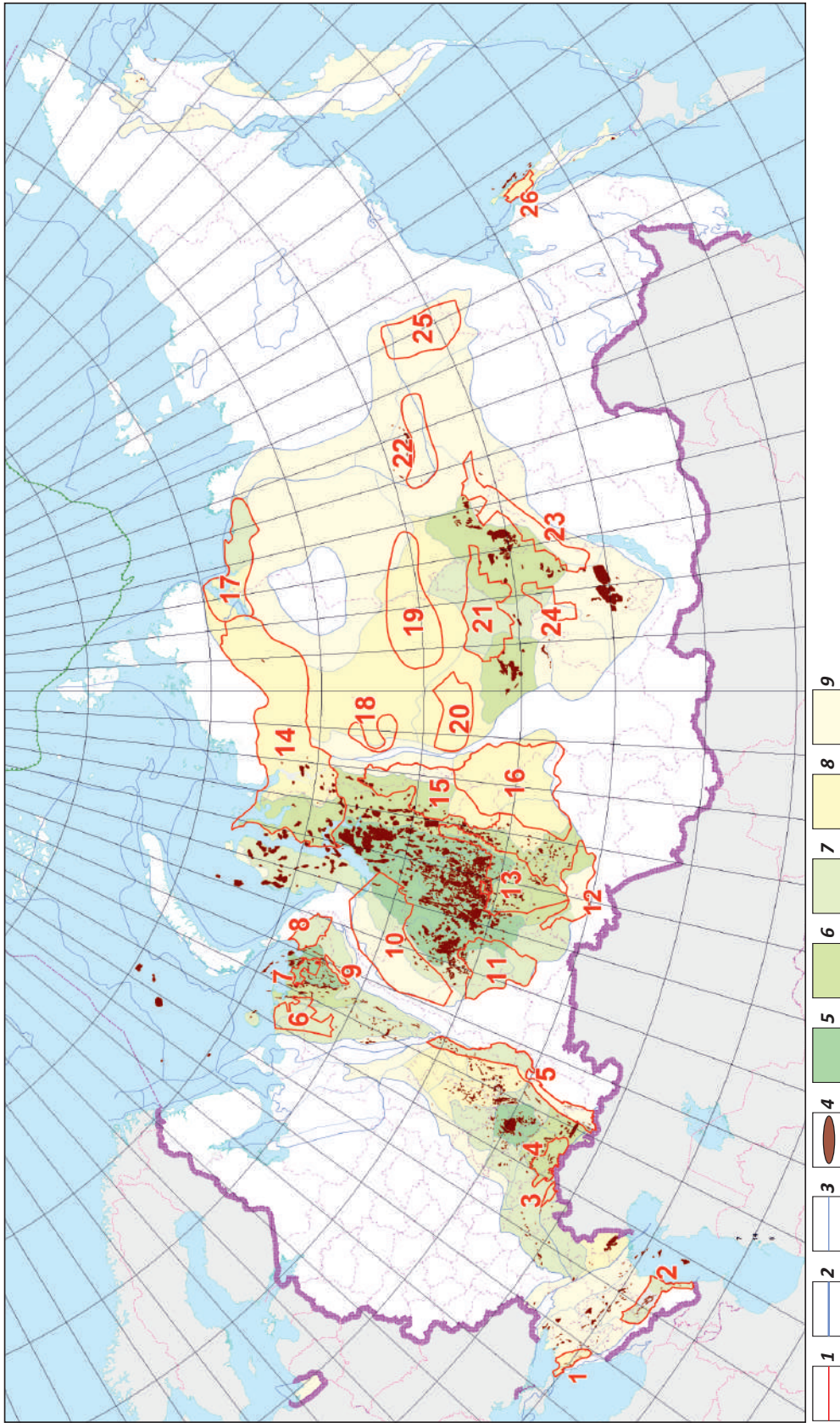
Оценка начальных суммарных ресурсов всей Гыдано-Хатангской перспективной зоны достигает 34,085 млрд т усл. УВ, в том числе нефти — 2,712 млрд т, свободного газа — 29,038 трлн м<sup>3</sup> и конденсата — 2,335 млрд т. Неразведанная часть ресурсов категорий C<sub>3</sub> + Д зоны оценивается по нефти в 1,970 млрд т, свободному газу в 26,180 трлн м<sup>3</sup>, конденсату — в 2,296 млрд т.

За 2014–2017 гг. в пределах зоны общие затраты на геолого-разведочные работы (за счет средств федерального бюджета) составили 6610,2 млн р. Отработано 9106 км сейсморазведки 2D, пройдено 5067 м параметрического бурения. Выполнены работы: МТЗ и ЗСБ — 8542 км, гравиразведка — 2029 км и магниторазведка — 1 220 км. Закончено бурение параметрической скв. Гыданская-130, по данным ГИС выделено 9 перспективных уровней, впервые на Гыданском полуострове обоснована продуктивность нижнемеловых, юрских и триасовых отложений. В настоящее время проводятся подготовительные работы к испытанию четырех перспективных объектов в эксплуатационной колонне. Полученные результаты позволяют существенно увеличить потенциал Гыданского месторождения за пределами лицензии, которой владеет ПАО «НОВАТЭК».

Подтверждена рифтовая модель развития Енисей-Хатангского регионального прогиба [8]. Впервые прослежено развитие клиноформного комплекса в центральной и восточной частях Енисей-Хатангского регионального прогиба, уточнены структурные карты по основным нефтегазоносным комплексам, выявлены локальные объекты в Дудыптинском прогибе, прослежены нефтематеринские отложения в Жданихинском прогибе (возрастной аналог баженовской свиты) и песчаные тела на склонах Рассохинского и Балахинского мегавалов (рис. 14).



Рис. 13. Обзорная карта нефтегазоперспективных зон на территории РФ  
Fig. 13. Location map of oil-bearing zones in the Russian Federation



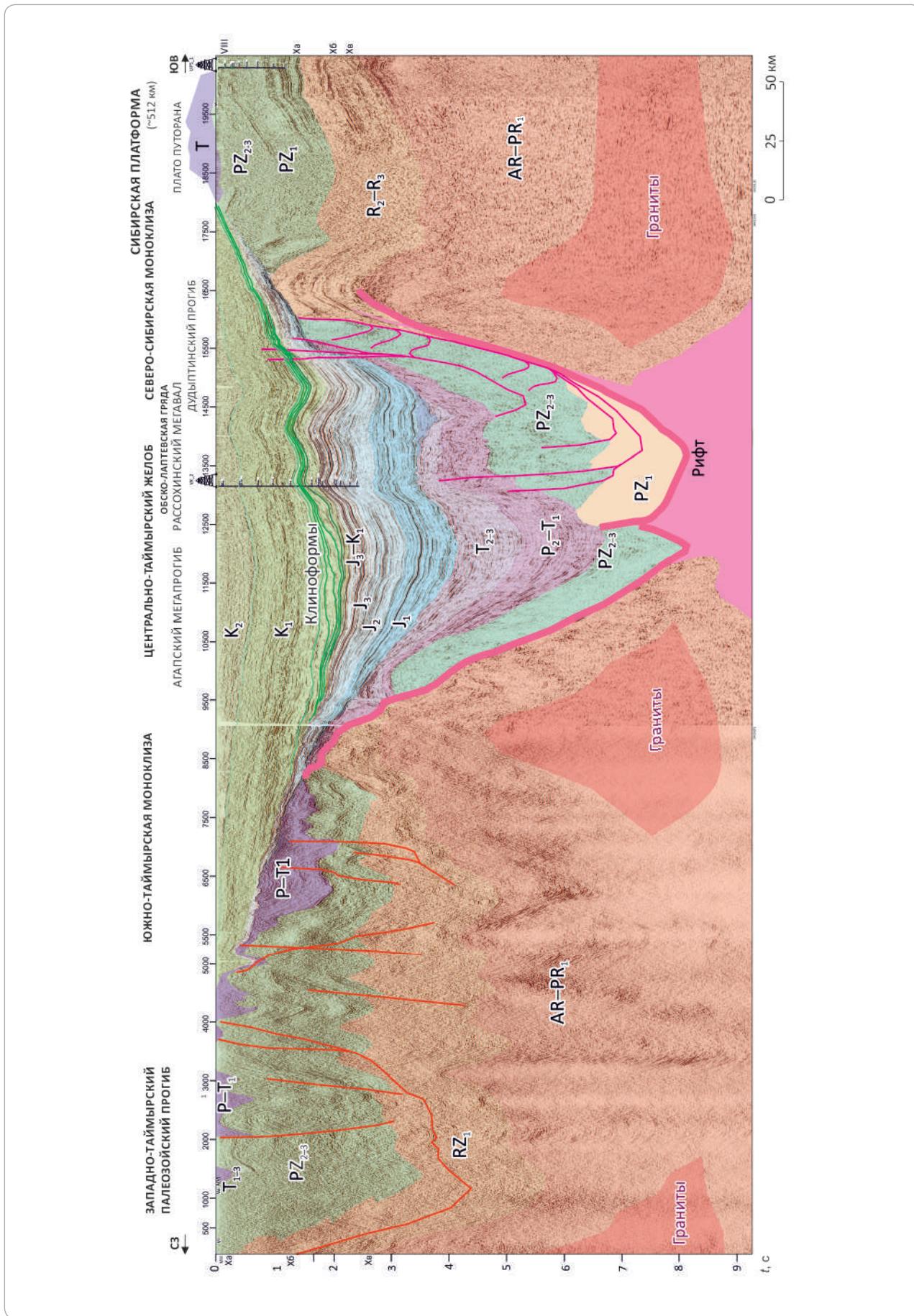
**Границы (1-3):** 1 — нефтеперспективных зон, 2 — НПГ и СНГО, 3 — НГО; 4 — месторождения УВ; **плотность перспективных и прогнозные извлекаемых ресурсов нефти категорий C<sub>3</sub> + D, тыс. т/км<sup>2</sup> (5-9):** 5 — 20-50, 6 — 10-20, 7 — 5-10, 8 — 3-5, 9 — < 3.

**Нефтегазоперспективные зоны:** 1 — Западно-Кубанская, 2 — Терско-Каспийская, 3 — Озинско-Алтайская, 4 — Южно-Бузулукская, 5 — Предуральская, 6 — Печорско-Малоземельская, 7 — Северо-Хорейвская, 8 — Коротаихинская, 9 — гряды Чернышева, 10 — Ляпинская, 11 — Карабашская, 12 — Южно-Сибирская, 13 — Юганско-Колтогорская, 14 — Гыдано-Хатангская, 15 — Предьенсейская, 16 — Томская, 17 — Анабаро-Хатангская, 18 — Хантайско-Северореченская, 19 — Кочучумско-Мархинская, 20 — Южно-Тунгуская, 21 — Аргишко-Чунская, 22 — Вилюйская, 23 — Предпатомская, 24 — Желдонская, 25 — Предверхоано-Майская, 26 — Северо-Сахалинская

**Boundaries (1-3):** 1 — oil-bearing zones, 2 — Petroleum Province and Independent Petroleum Region, 3 — Petroleum Area; 4 — HC deposits; **density of prospective (SFR) and predicted recoverable oil resources of C<sub>3</sub> + D categories, thous.t/km<sup>2</sup> (5-9):** 5 — 20-50; 6 — 10-20; 7 — 5-10; 8 — 3-5; 9 — < 3.

**Oil and gas bearing zones:** 1 — West Kubansky, 2 — Tersky-Caspian, 3 — Ozinsky-Altaitsky, 4 — South Buzululsky, 5 — Pre-Urals, 6 — Pechorsky-Malozemel'sky, 7 — North Khoreiv'sky, 8 — Korotai'hinsky, 9 — Chernyshev Ridge, 10 — Lyapinsky, 11 — Karabashsky, 12 — South Siberian, 13 — Yugansky-Koltogorsky, 14 — Gydan-Khatangsky, 15 — Pre-Yeniseisky, 16 — Tomsky, 17 — Anabar-Khatangsky, 18 — Khatantsky-Severorechensky, 19 — Kochechumsky-Markhinsky, 20 — South Tungusky, 21 — Argishsky-Chunsky, 22 — Vilyuisky, 23 — Pre-Patomsky, 24 — Zheldonsky, 25 — Pre-Verkhoyano-Maisky, 26 — North Sakhalinsky

Рис. 14. Сейсмогеологический субмеридиональный профиль через Енисей-Хатангский региональный прогиб Гыдано-Хатангской нефтегазоперспективной зоны  
 Fig. 14. Geoseismic roughly NS trending section across the Yenisei-Khatangsky regional trough of the Gydansky-Khatangsky oil and gas bearing zone



Намечено завершение региональных сейсмо-разведочных работ, продолжится бурение Новоякимовской и Гыданской параметрических скважин по оценке перспектив мезозойских и палеозойских нефтегазоперспективных комплексов. Подготовлено под лицензирование 9 перспективных участков.

В пределах Гыдано-Хатангской зоны по результатам проведенных работ выдано 24 лицензии: 8 лицензий типа НП и 16 — НР. Разовый платеж составил 14,6 млрд р.

**Карабашская перспективная зона** расположена в восточной части Ханты-Мансийского АО, в юго-западной части Тюменской области и включает крайний северо-восток Свердловской области. Ее площадь составляет 107 тыс. км<sup>2</sup>, включая незалицензированную часть — 75 тыс. км<sup>2</sup>. Зона находится в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тектоническом плане приурочена к Карабашской моноклинали Западно-Сибирской плиты, частично (на востоке) — к Шугурской мегатеррасе и Бортовой моноклинали, а на западе — к Тавдинскому мегавалу.

В пределах Карабашской зоны открыто 20 средних и мелких по запасам месторождений нефти с суммарными запасами категорий А + В + С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> 147 млн т. Нефтегазоносными и перспективными являются доюрский, среднеюрский, верхнеюрский, неокомский, в том числе клиноформный, и аптский комплексы. Выявлено 200 ловушек, 19 из них подготовлены к поисковому бурению. Выдано 7 лицензий типа НП. В 2014 г. зарегистрировано открытие одного крупного нефтегазового месторождения — Оурынского с запасами нефти категорий С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> 33,792 млн т и газа 9,489 млрд м<sup>3</sup>. Месторождение открыто на лицензии НР, зарегистрированной в 2008 г. На нераспределенном фонде недр по результатам испытания ранее пробуренных скважин зарегистрировано мелкое нефтяное месторождение — Шугурское с запасами нефти 2,776 млн т.

Начальные суммарные ресурсы нефти Карабашской зоны оценены в 1,337 млрд т, в том числе неразведанные ресурсы категорий С<sub>3</sub> + Д — 1,190 млрд т.

За 2014–2017 гг. в пределах зоны общие затраты на геолого-разведочные работы, проведенные за счет средств федерального бюджета, составили 852 млн р. Отработано 2298 км сейсморазведки 2D.

В настоящий момент на территории зоны за счет средств федерального бюджета проводятся региональные сейсмические работы на двух площадях. После завершения этих объектов планируется прекращение региональных работ. По результатам будет разработана уточненная программа лицензирования.

**Юганско-Колтогорская нефтегазоперспективная зона** расположена в пределах центральной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, включает северо-восток Тюменской области и северо-восток Томской области. Площадь зоны —

130,7 тыс. км<sup>2</sup>, нераспределенной части — 99,3 тыс. км<sup>2</sup>. Зона охватывает значительную часть Юганской мега-впадины и Колтогорско-Толькинскую шовную зону Западно-Сибирской плиты, разделенные Нижнеартовским сводом. В границах рассматриваемой территории расположен Юганский заповедник.

В Юганско-Колтогорской зоне открыто 114 месторождений с начальными суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий А + В + С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> 1,112 млрд т.

Нефтеносными в Юганско-Колтогорской зоне являются неокомские (в том числе клиноформные), верхнеюрские, среднеюрские, а также сеноман-аптские отложения.

Начальные суммарные ресурсы зоны оцениваются в объеме 2,904 млрд т нефти, в том числе категорий С<sub>3</sub> + Д — 1,253 млрд т.

Юганско-Колтогорская нефтегазоперспективная зона была полностью завершена региональными геолого-геофизическими исследованиями до 2016 г. За 2014–2015 гг. в пределах зоны общие затраты на геолого-разведочные работы (за счет средств федерального бюджета) составили 693,4 млн р. Отработано 2324 км сейсморазведки 2D. Выделены крупные зоны и ловушки различного типа, перспективные на поиски залежей УВ. Выполнена оценка 70 новых ловушек УВ.

По результатам комплекса этих работ на территории зоны ведется активная лицензионная деятельность, недропользователям выдано 40 лицензий, из них 11 — НП, 26 — НР и 3 — НЭ. На лицензионных участках Юганско-Колтогорской зоны в 2013–2016 гг. зарегистрировано открытие 6 месторождений (Западно-Колтогорское, им. Н.Я. Медведева, Баклянское, Тауровское, Кирилкинское и Северо-Кеумское) с суммарными извлекаемыми запасами нефти 35,933 млн т. Разовый платеж составил 19,1 млрд р.

**Озинско-Алтатинская перспективная зона** в административном отношении расположена на юго-востоке Саратовской области. В тектоническом плане она приурочена к внутренней части прибортовой зоны Прикаспийской впадины. До настоящего времени промышленная нефтегазоносность подсольных отложений в пределах рассматриваемой зоны не установлена.

Перспективы нефтегазоносности связываются с нижнепермским и среднефранско-нижнебашкирским карбонатными комплексами. Суммарные извлекаемые ресурсы Озинско-Алтатинской зоны площадью 2,75 тыс. км<sup>2</sup> оцениваются в 461,2 млн т усл. УВ. За счет средств федерального бюджета целенаправленное изучение Озинско-Алтатинской зоны подсольных поднятий геофизическими методами ведется 15 лет. Отработано 2135 км сейсмопрофилей МОГТ 2D, из них 1010 км в комплексе с электроразведкой. Проведена гравиразведка.

По итогам выполненных работ прогнозируется крупная палеозойская карбонатная платформа, осложненная органогенными постройками. В ее пределах на Алтатинском и Озинском участках закартировано два крупных поисковых объекта.

В 2014 г. на Озинский участок площадью 0,263 тыс. км<sup>2</sup> выдана лицензия. На участке недропользователем отработано 260 км МОГТ 2D и переработано 555 км сейсмических профилей прошлых лет. По итогам выполненных работ Озинская структура была подготовлена к глубокому бурению с оценкой извлекаемых ресурсов категории D<sub>0</sub> 47,9 млн т усл. УВ и выбрана точка заложения поисково-оценочной скважины проектной глубиной 7000 м.

На Алтатинском участке рекомендовано для постановки параметрического бурения южное двухвершинное поднятие. Составлен проект на бурение параметрической скв. Алтатинская-1 глубиной 7200 м со вскрытием среднедевонских отложений.

На Алтатинском участке в 2009 г. АО «НВНИИГТ» на тектонически экранированной ловушке предположительно по девонским отложениям рекомендована точка для постановки параметрического бурения. Составлен проект на бурение параметрической скв. Алтатинская-1 глубиной 7200 м со вскрытием среднедевонских отложений. В 2014–2016 гг. на Алтатинском участке ФГБУ «ВНИИГеосистем» выполнены опытно-производственные полевые работы в объеме 100 км сейсморазведки МОГТ 2D и 1250 км<sup>2</sup> гравиметрической съемки масштаба 1 : 50 000. На основе полномасштабного компьютерного моделирования сейсмического и гравитационного полей дан прогноз строения подсолевого разреза. Согласно структурным построениям по горизонту П<sub>1</sub>, ранее предложенная АО «НВНИИГТ» точка заложения параметрической скважины оказалась в прогнута зона на глубине более 6000 м.

В 2017 г. завершены обработка и интерпретация сейсмических материалов МОГТ 2D в объеме 400 км, полученных в 2014–2015 гг. в Алтатинско-Ершовской зоне (исполнитель — АО «ЦГЭ»). В результате выполненных работ построены временные и структурные карты по надсолевым и подсолевым отражающим горизонтам. Структурные карты подсолевых осадочных комплексов отражают моноклиальное погружение горизонтов в южном направлении, не осложненное локальными поднятиями. По мнению специалистов АО «ЦГЭ», в подсолевом разрезе развиты депрессионные фации. Таким образом, ставится под сомнение точка зрения специалистов АО «НВНИИГТ» о развитии здесь карбонатной платформы верхнедевон-башкирского возраста, осложненной органогенными постройками. Бурение параметрической скважины на южной структуре Алтатинского объекта, рекомендованное АО «НВНИИГТ» признано недостаточно обоснованным и преждевременным. Специалисты АО «ЦГЭ» предлагают переориентировать геолого-разведочные работы в Алтатинско-Ершовской зоне на надсолевые и межсолевые (подкарнизные) отложения, в которых выделено 4 перспективные ловушки в юрских и триасовых отложениях с оценкой извлекаемых ресурсов нефти категории D<sub>n</sub> в объеме 22 988 тыс. т. С позиции ФГБУ «ВНИГНИ», потенциал подсолевых отложений недоизучен из-за низкой достоверности наблюдений 2D под сложнодислоцированной толщей солей, и предлагается провести широкоазимутальной 3D-сейсморазведкой профиль от борта Прикаспийской впадины до границы с Казахстаном, а также при технической возможности углубить до 7 км остановленную из-за аварии скв. Южно-Алтатинская-2 (забой 5749 м).

Аргышско-Чунская нефтеперспективная зона расположена в центральной части Красноярского края, северной части Иркутской области и небольшой своей частью захватывает запад Республики Саха (Якутия).

В геологическом плане зона выделена в центральной части Сибирской платформы и охватывает территории четырех крупных тектонических структур — северо-восточный склон Байкитской антеклизы, южный борт Курейской синеклизы, северную часть Катангской седловины и северо-западный склон Непско-Ботубинской антеклизы.

Площадь незалицензированной части зоны составляет 115,1 тыс. км<sup>2</sup>.

Непосредственно в зоне открытых месторождений нефти нет. Перспективными на поиск залежей нефти являются рифейский, вендский и верхневенд-нижнекембрийский нефтегазоносные комплексы, меньшими перспективами обладают кембрийский и ордовик-девонский НГК.

Начальные суммарные ресурсы всей зоны в целом составляют 2 254,2 млн т усл. УВ, в том числе нефти — 829,1 млн т.

За 2014–2017 гг. в пределах зоны общие затраты на геолого-разведочные работы, проведенные за счет средств федерального бюджета, составили 3470,5 млн р. Выполнено параметрическое бурение объемом 2270 м, отработано 4236 км сейсморазведки 2D, МТЗ и ЗСБ — 6527 км, гравиразведки — 2492 км<sup>2</sup>.

По результатам лицензионной деятельности недр пользователям выдано 11 лицензий, из них 6 — типа НП и 5 — НР. Разовый платеж составил 1,6 млрд р.

Из основных результатов параметрического бурения последних лет необходимо отметить получение промышленных притоков газа из Аракаевской параметрической скважины в отложениях аллохтонного блока надвигового комплекса в зоне передовых складок Урала (Предуральская зона), открытие газоконденсатной залежи в вендских отложениях Непско-Ботубинской антеклизы скв. Чайкинская-279 (Предпатомская зона).

Результаты бурения скв. Северо-Новоборская-1 в северной части Ижма-Печорской синеклизы и скв. Усть-Камчатская-1 в Тюшевском прогибе Восточной Камчатки положительных результатов не дали.

В качестве новой перспективной нефтегазопоисковой зоны приведем краткое описание кембрийской рифовой системы в Кочечумо-Мархинской зоне.

Зона развития нижне-среднекембрийских рифовых отложений установлена по данным бурения нескольких скважин (Танхайская-708, Айхальская-703, Удачнинская-2531 и др.) на территориях Сюгджерской и Анабарской НГО и хорошо выделяется по региональным профилям в южной части Курейской синеклизы.

Рифовая система по данным сейсморазведки прослеживается субширотно, погружается на запад и проходит через западный склон Сюгджерской седловины к южной части Тунгусской синеклизы.

В скважинах, вскрывших риф на небольших глубинах (1300–1500 м), получены мощные притоки воды с газом — до 1448 м<sup>3</sup>/сут. Кроме того, в керне наблюдались многочисленные выпоты нефти из удачнинской и чукукской свит [9, 10].

В скв. Танхайская-708, по данным изучения керна, пористость изменяется от 6–7 % до 16–19 %.

Удачнинская рифогенная свита включает отложения ботомского, тайонского и амгинского ярусов. Толща вскрыта как минимум восемью скважинами, в их числе Танхайская-708, опорная Мархинская, Айхальская-703, гидрогеологическими скважинами 306, 308, 310 и др. Разрезы изучены довольно детально. Рифогенная толща залегает в интервале глубин 2458,0–1464,0 м; подстилается эмяксинской свитой — пестроцветной карбонатной толщей атдабанского яруса. Перекрывается пачкой переслаивания доломитов и доломитовых мергелей хабардинской свиты, относимой к майскому ярусу.

Эмяксинская свита сложена известняками и доломитами, в нижней части с прослоями мергелей. Породы характеризуются серыми, буровато-коричневыми окрасками с прослоями светло-серых. Породы плотные, крепкие, отдельными уровнями с многочисленными стилолитами, пигментированными темно-серым до черного глинисто-органическим веществом.

Микроскопически установлены следующие структурные типы карбонатов:

1. Известняк пелитоморфный прерывисто микрослоистый, неравномерно пиритизированный, обогащенный тонкодисперсным ОВ;

2. Известняк пелитоморфный со шламом, доломитистый, с тонкими линзовидными прослоями, обогащенными тонкодисперсным ОВ;

3. Карбонатный гравелит с пелитоморфно-микроструктурным доломитовым заполнителем;

гравийные обломки сложены пелитоморфными и пелитоморфно-шламовыми карбонатами;

4. Известняк микрокомковатый, с детритом трилобитов, спикулами губок и шламом, доломитовый биотурбированный (рис. 15 А);

5. Известняк спикуловый с редким раковинным детритом;

6. Известняк спикуловый с многочисленным трилобитовым детритом;

7. Известняк аулопоровый с раковинным детритом.

Для карбонатов пестроцветной толщи характерны вторичные комковатые текстуры, образованные в результате будинажа. Будины разделяются карбонатом, обогащенным тонкодисперсным органическим и глинистым веществом.

Удачнинская свита сложена известняками и доломитами. Породы светло-серые, серые, розовато-буроватые, кремново-серые внизу с прослоями, обогащенными глинистым веществом, переходящие в мергели. Породы плотные, крепкие со стилолитами и трещинами, заполненными глинисто-органическим веществом с включениями светло-серого ангидрита. Вверху в карбонатах появляются пористые и кавернозные участки.

Микроскопически установлены следующие структурные типы карбонатных пород:

1. Известняк пелитоморфный с раковинным детритом и шламом, линзовидно-слоистый, брекчиевидный.

2. Известняк водорослевый эпифитоновый биогермный с раковинным детритом, разным количеством пелитоморфного карбоната (от незначительного до обильного).

3. Известняк водорослевый проаулопоровый с обломками архециат, раковинным детритом, редкими оолитами, доломитистый (см. рис. 15 В);

4. Карбонатный гравелит с тонкокристаллическим доломитовым заполнителем, в обломках водорослевые известняки.

5. Доломиты и известняки обломочные песчано-гравийные, в обломках известняки и доломиты микрокристаллические, между обломками водоросли, раковинный детрит, шлам, пелитоморфный карбонат (см. рис. 15 С).

6. Карбонатная конгломератобрекчия; в обломках известняки шламово-мелкодетритовые, заполнитель — тонкокристаллический доломит;

7. Известняковые и доломитовые брекчии взламывания (см. рис. 15 D).

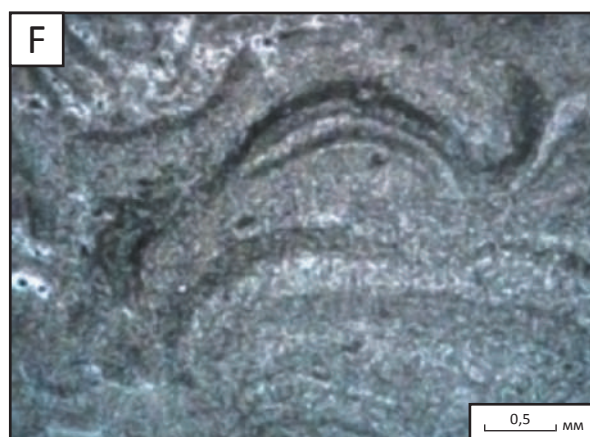
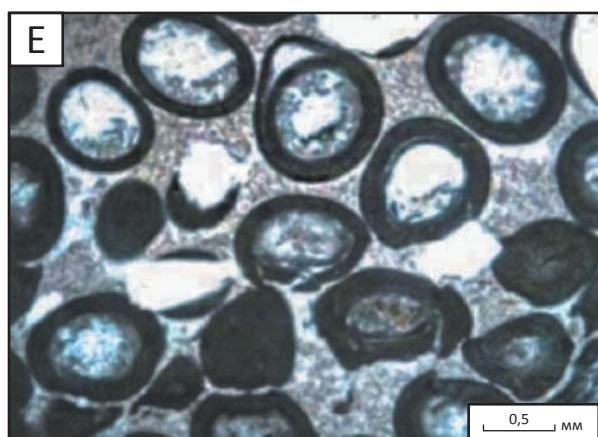
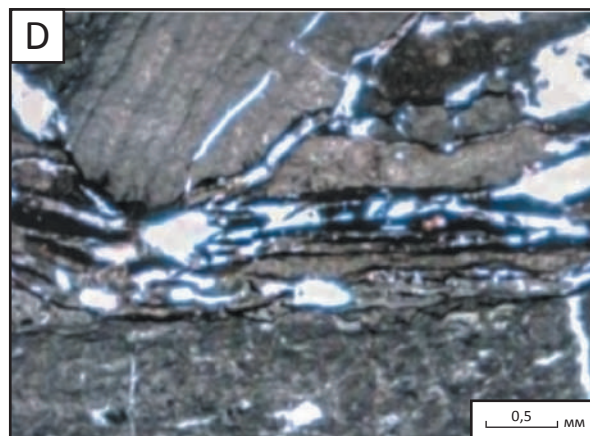
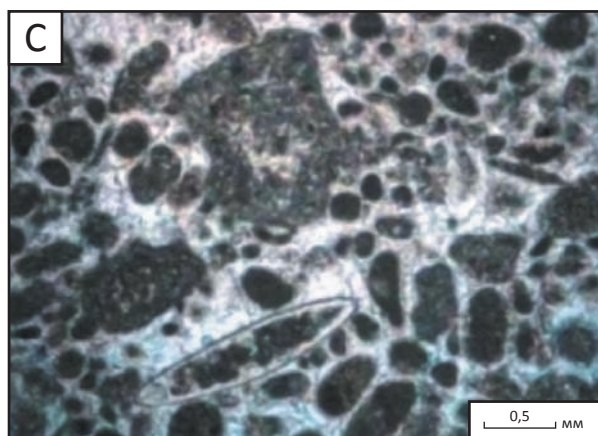
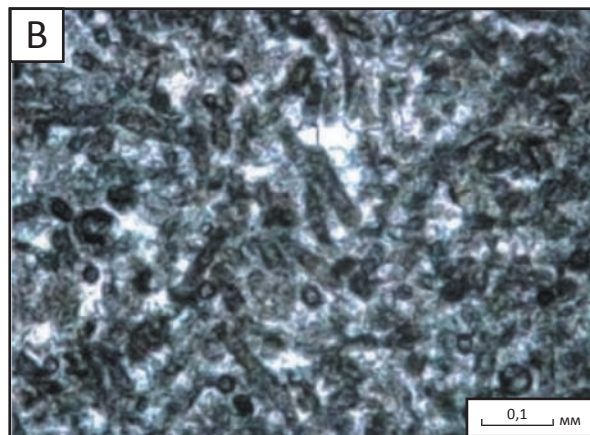
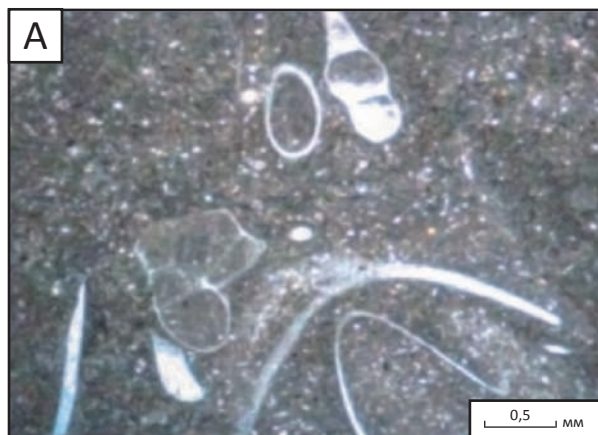
8. Доломит мелкообломочный, разнонаправленно косоугольный с терригенной примесью;

9. Доломит известковый, пелитоморфно-микроструктурный с редким шламом, неотчетливо линзовидно-слоистый.



Рис. 15. Шлифы коллекторов из отложений различного типа (профиль PR 10)

Fig. 15. Thin sections from reservoirs of the various types (PR 10 cross-section)

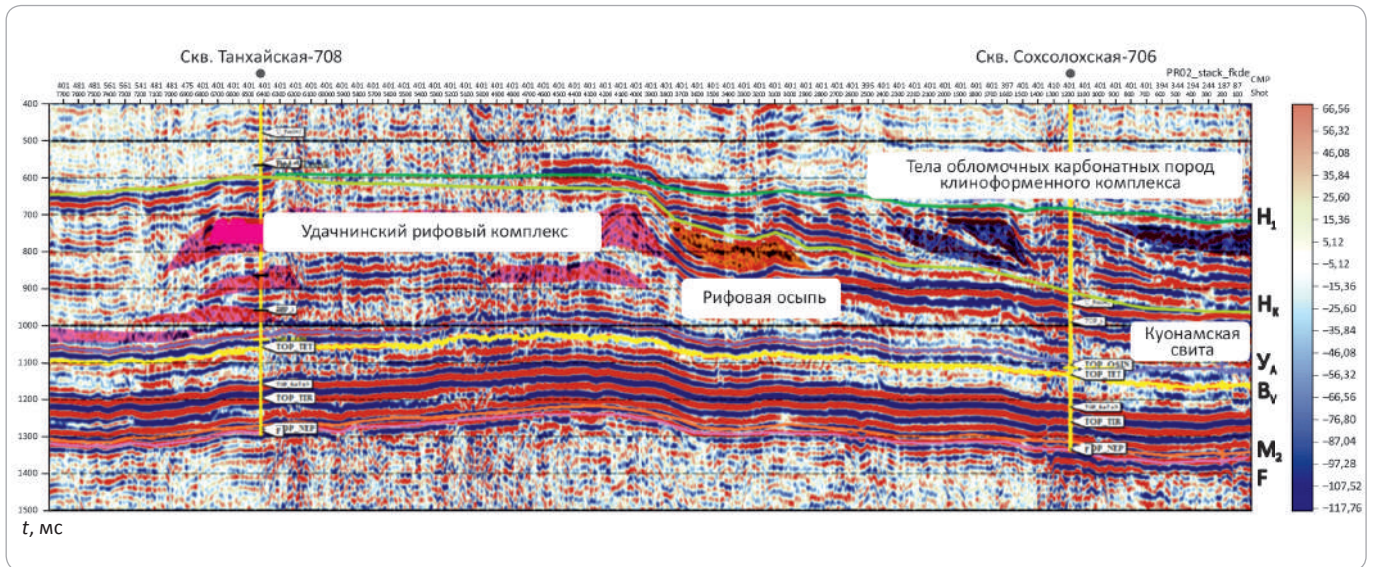


A — отложения открытого шельфа, детритовые известняки (вакстоуны); B — водорослевые известняки (бауидстоуны); C — обломочные известняки зарифовых шлейфов (грейнстоуны – пакстоуны); D — отложения конусов выноса, обломочные известняки; E — оолитовые известняки (грейнстоуны) зарифовых отмелей; F — строматолитовый доломит

A — open shelf sequences, detritic limestone (wakestone); B — algal limestone (boundstone); C — clastic limestone of backreef apron (grainstone – packstone); D — fan sequences, clastic limestone; E — oolite limestone (grainstone) of backreef bars; F — stromatolitic dolomite



Рис. 16. Седиментологическая интерпретация сейсмопрофиля PR 10  
Fig. 16. Sedimentological interpretation of PR 10 seismic section



10. Доломит пелитоморфный с алевритово-тонкопесчаной примесью кварца, прерывисто линзовидно-слоистый.

11. Доломит микро-тонкокристаллический с реликтами обломочной структуры.

12. Известняки и доломиты оолитово-обломочные с раковинным детритом, крустификационно-порovým карбонатным цементом (см. рис. 15 E).

13. Доломит строматолитовый пластовый.

14. Доломит строматолитовый желваково-пластовый (см. рис. 15 F).

15. Доломит микрокристаллический с реликтами строматолитового строения.

16. Доломит мелко-среднекристаллический с реликтами строматолитового строения, кавернозный.

17. Доломит микрокомковатый.

18. Доломит мелко-среднекристаллический, кавернозный.

Нижняя часть разреза с глубины 2434,3 м сложена известняками пелитоморфно-микрокристаллическими, пелитоморфно-шламовыми, шламово-детритовыми, микрокомковатыми, водорослевыми, доломитами микро-тонкокристаллическими с реликтами первичных структур, обломочными карбонатами — от песчаных, песчано-гравийных, гравийных до конгломератобрекчий.

В верхней прикровельной части разреза залегают доломиты пелитоморфные неравномерно прерывистые линзовидно-слоистые, содержащие алевритовую и тонкопесчаную примесь кварца, участками с деформированной текстурой, доломиты мелкообломочные разнонаправленно косослоистые, с терригенной примесью и доломитовые брекчии взламывания.

Строение рифовой системы хорошо видно на сейсмопрофиле PR 10 (рис. 16), проходящем через скважины Сохолохская-706 и Танхайская-708 и пересекающем ее практически вкрест простирания.

В пределах рифовой системы и ее окружения выделяется четыре типа разрезов:

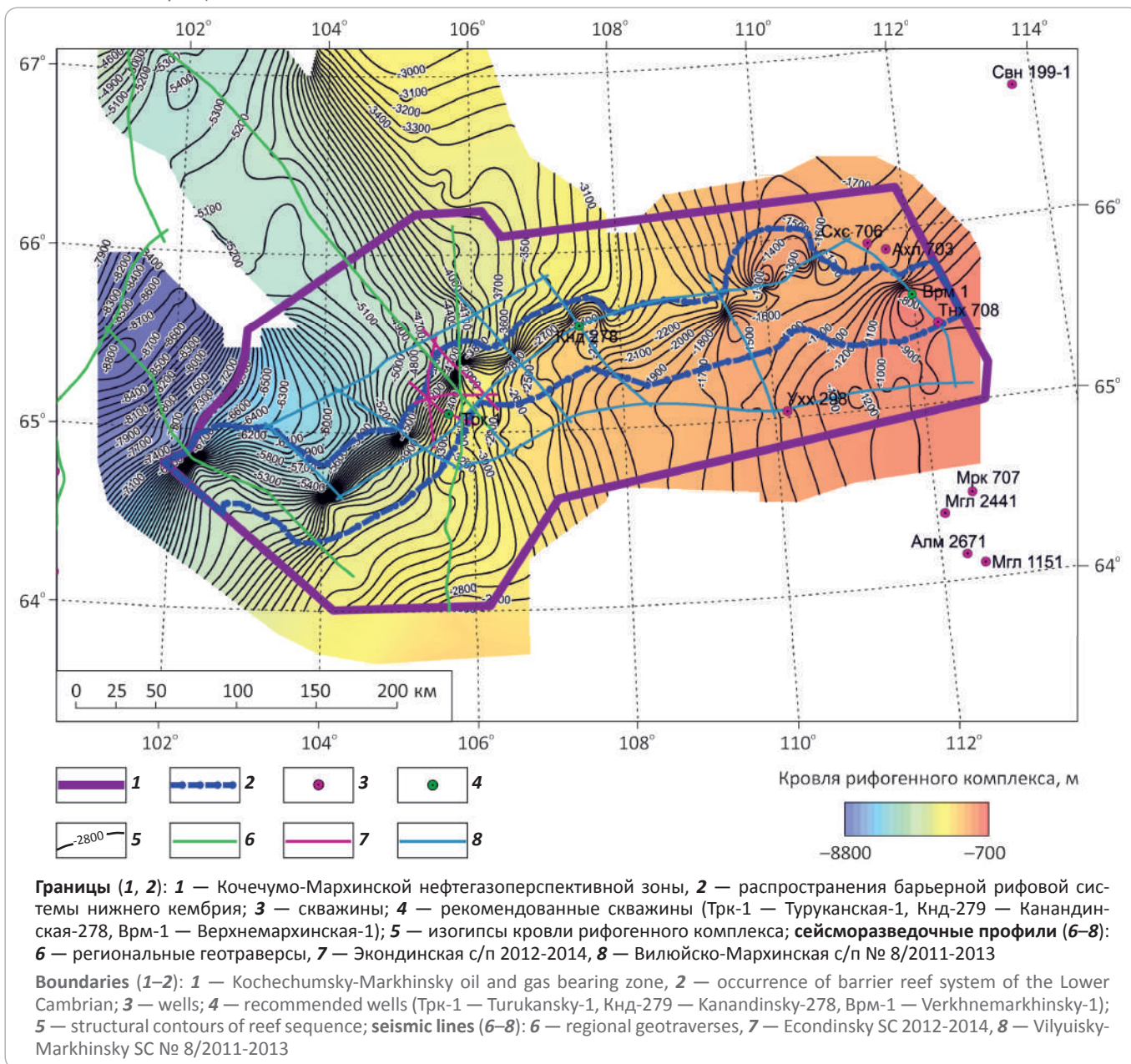
- 1) собственно рифовый комплекс;
- 2) клиноформные комплексы и конусы выноса обломочного карбонатного материала на северном склоне рифовой системы;
- 3) нефтематеринская куонамская свита, развивая к северу от рифовой зоны;
- 4) тыловая часть рифовой системы к югу от нее.

Ширина рифовой зоны составляет 6–12 км. Она состоит из отдельных рифовых массивов, разделенных межрифовыми проливами. Размеры рифовых массивов в среднем составляют 5–10 км, ширина межрифовых проливов — 2–10 км. Размеры тел обломочных карбонатных пород конусов выноса и в клиноформных комплексах также невелики — до 10–15 км в поперечнике.

Плотность ресурсов для верхних 100 м разреза составляет около 500 тыс. т/км<sup>2</sup>. Плотность рассчитана по графику зависимости удельной плотности ресурсов UB от коэффициента эффективной мощности разреза, определенной для месторождений в карбонатных рифовых комплексах в работе [11]. В скв. Танхайская-708  $K_{зф}$  равен 0,39. Площадь развития рифовой системы в Кочечумо-Мархинской зоне составляет 24626 км<sup>2</sup>. Геологические ресурсы UB категории D<sub>2</sub> в пределах рифовой зоны рассчитаны с учетом межрифовых проливов, разделяющих рифовые массивы, площади тыловой части рифовой системы и распределения структурных ловушек и составят 2,1 млрд т.

**Рис. 17.** Структурная карта по отражающему горизонту Nk (кровля ичерской свиты в пределах карбонатной платформы и пачки аргиллитов внутри куонамской свиты)

**Fig. 17.** Depth map over the Nk reflector (top of the Ichersky Fm within the carbonate platform and claystone member within the Kuonamsky Fm)



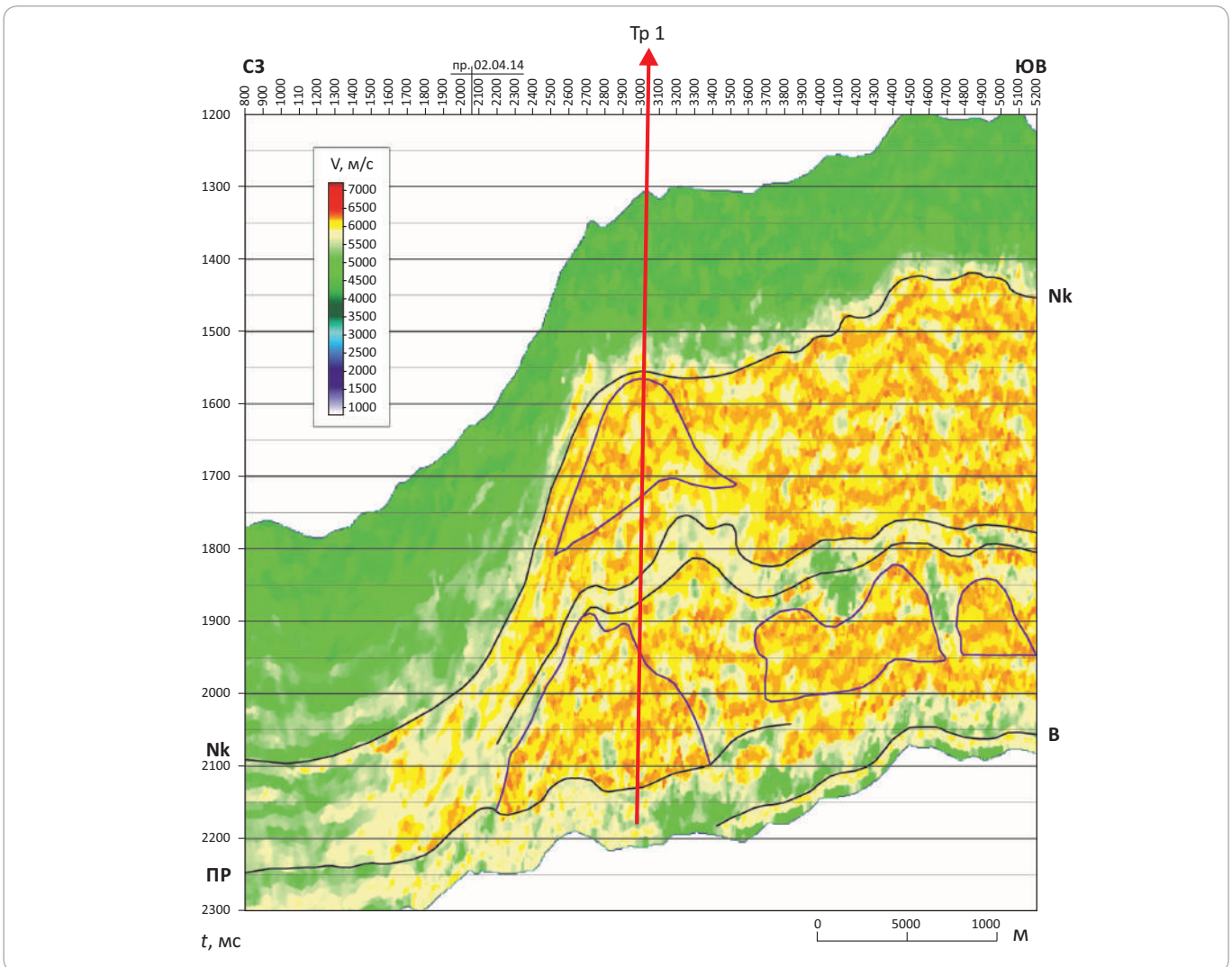
Для изучения строения рифового комплекса и терригенных вендских отложений предлагается бурение трех параметрических скважин на юго-западном склоне Анабарской синеклизы. Скважина Канандинская-278 закладывается в наиболее приподнятой центральной части одного из рифовых массивов в пределах рифовой системы (рис. 17). Параметрическая скважина Верхнемархинская-1 предлагается к бурению в центральной части барьерно-рифовой окраины, глубина вскрытия кровли рифового комплекса прогнозируется на глубине -800 м, проектный забой — на глубине -2550 м (кристаллический фун-

дамент). Помимо оценки перспектив нефтегазонасыщенности ниже-среднекембрийских отложений, скважиной предполагается оценить перспективы буюкской свиты венда. Положительными предпосылками можно считать полученные притоки нефти из карбонатных отложений буюкской свиты в скважине Танхайская-708, расположенной в 40 км юго-восточнее рекомендуемой скважины и гипсометрически ниже, чем проектная, на 150 м.

Скважину Тр-1 глубиной 5000 м предполагается пробурить на профиле PR 08 до вскрытия подошвы рифовых отложений (рис. 18).



**Рис. 18.** Сейсмоакустический разрез по профилю 01.04.14 (оптимизационная технология динамической интерпретации)  
**Fig. 18.** Seismoacoustic cross-section along the line 01.04.14 (optimization technology of amplitude interpretation)



Основные задачи бурения скважины — обоснование и прослеживание ниже-среднекембрийской рифовой системы, определение фильтрационно-емкостных свойств пород рифового комплекса, стратификация разреза, привязка отражающих горизонтов, выявление характера насыщения пород и возможности формирования залежи УВ в рифовом комплексе. Определение экранирующих свойств, перекрывающих риф глинисто-карбонатных отложений верхленской свиты.

В связи с получением новой геологической информации и переоценкой ресурсных потенциалов

возникла необходимость корректировки перечня первоочередных зон. Исходя из степени геологической изученности и перспективности, предлагается следующий перечень:

1. Гыдано-Хатангская (Анабаро-Хатангская);
2. Аргишско-Чунская;
3. Кочечумско-Мархинская (зона развития кембрийских рифов);
4. Предверхожанская (Предверхожанско-Майская);
5. Предуральская (Южно-Предуральская, Средне-Предуральская).

#### Литература

1. *Высоцкий В.И.* Ресурсы нефти и газа мира. Глобальные и региональные тренды их освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 5. – С. 22–26.
2. *Высоцкий В.И.* Нефтегазовая промышленность мира в 2010–2016 гг. Информационно-аналитический обзор. – М.: ОАО «ВНИИ-Зарубежгеология», 2017. – 59 с.
3. *Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И.* Ресурсный потенциал углеводородов — основа развития топливно-энергетического комплекса России // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.

4. Варламов А.И. Состояние и перспективы развития сырьевой базы нефти Российской Федерации в свете существующих проблем // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 14–23.
5. Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья с изменениями и дополнениями в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2007 года N ВЗ-П9-4722, протоколом заседания Правительства Российской Федерации от 27 марта 2008 года N 12 : утверждена приказом Минприроды России от 16 июля 2008 г. N 151. – М., 2008.
6. Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года : утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 года N 1039-р.
7. Каспаров О.С., Хлебников П.А., Варламов А.И., Киселев Е.А., Мельников П.Н., Соловьев Б.А. Оценка состояния геолого-разведочных работ на нефть и газ на территории России и ее континентальном шельфе в период между проведением VII и VIII Всероссийских съездов геологов (2012–2016) // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 4–13.
8. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В. Мезо-кайнозойская история развития севера Западной и Восточной Сибири на основе анализа сейсмических данных (Гыдан, Енисей-Хатангский район) // Геология нефти и газа. – 2017. – №. 1. – С. 34.
9. Шабанов Ю.Я., Асташкин В.А., Пегель Т.В. и др. Нижний палеозой юго-западного склона Анабарской антиклизы (по материалам бурения). – Новосибирск : Наука, 1987. – 207 с.
10. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы : в 2 т. Т. 1. Стратиграфия / Под ред. Ю.Я. Шабанова. – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.
11. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М. : Недра, 1988. – 201 с.

## References

1. Vysotsky V.I. Oil and gas resources of the world. Global and regional trends in their development. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2017;(5):22–26.
2. Vysotsky V.I. World petroleum industry in 2010-2016. Information and analytical review. Moscow: OAO "VNII Zarubezhgeologiya"; 2017. 59 p.
3. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Lodzhevskaya M.I., Kravchenko M.N., Shevtsova M.I. Hydrocarbon resources potential — the backbone of Russian fuel-and-energy sector development. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(3):3–13.
4. Varlamov A.I. Present state and further development of crude oil basis of the Russian Federation in the light of current challenges. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(5):14–23.
5. Long-term national program of subsurface exploration and reserves replacement in Russia on the basis of mineral raw materials demand and replacement balance, with amendments according to instruction of the Government of the Russian Federation No. ВЗ-П9-4722 dated 28.09.2007, Records of the Government of the Russian Federation meeting No. 12 dated 27.03.2008; approved by the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation on 16.07.2008 No. 151. Moscow; 2008.
6. Strategy of geological industry development for the period until 2030; approved by the Government Executive Order dated 21.06.2010. N 1039-p.
7. Kasparov O.S., Khlebnikov P.A., Varlamov A.I., Kiselev E.A., Melnikov P.N., Soloviev B.A. The assessment of oil and gas geological exploration state within Russia and Russian continental shelf during the period between the VIIth and VIIIth All-Russian congresses of geologists (2012–2016). *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(5):4–13.
8. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V. Mesozoic-Cenozoic geological history of the north of Western and Eastern Siberia based on the seismic data analysis. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(1):34.
9. Shabanov Yu.Ya., Astashkin V.A., Pegel' T.V. et al. Lower Palaeozoic of the south-western slope of Anabar anticline (according to drilling data). Novosibirsk: Nauka; 1987. 207 p.
10. Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Siberian Platform: Cambrian: in two volumes; Vol. 1. Stratigraphy / edited by Shabanov Yu.Ya. Novosibirsk: Izdatelstvo INGG SO RAN; 2016. 497 p.
11. Il'in V.D., Fortunatova N.K. Oil and gas bearing reef sequences: methods of prediction and prospecting. Moscow: Nedra; 1998. 201 p.